



Universidad
Tecnológica
de Pereira

Programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica

PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE REDES DE TRANSMISIÓN BASADO EN CAMBIO DE NIVEL DE Tensión

Andrés Hernando Domínguez Castaño

Risaralda - Pereira

Mayo - 2012

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Planeamiento de la Expansión de Redes de Transmisión Basado en Cambio de Nivel de Tensión

Candidato: Andrés Hernando Domínguez Castaño
Orientador: Antonio Hernando Escobar Zuluaga

Tesis presentada al programa
de Maestría en Ingeniería
Eléctrica de la UNIVERSIDAD
TECNOLÓGICA DE PEREIRA,
para optar al título de Magister en
Ingeniería Eléctrica

24 de Mayo de 2012

Esta tesis es dedicada a mi familia.

Agradecimientos

Deseo agradecer en primer lugar al profesor Antonio Hernando Escobar, por su constante y valiosa orientación durante la investigación, la cual me ayudo siempre a superar los fuertes retos propuestos.

Al profesor Ramón Alfonso Gallego Rendón, por sus valiosos consejos.

A la Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia.

Quiero agradecer al grupo de investigación de Planeamiento en Sistemas Eléctricos. A Marisol, gracias por su ayuda durante mi estancia en la Universidad. A mis amigos Camilo Gallego, José David Arias, Jesús Gómez, Luis Miguel Escobar y Juan David Vasquez muchas gracias por su constante apoyo.

Quiero agradecer profundamente a mis Padres, Elsa Edith y Jorge Hernando, y Hermanos, Miguel y Alejandro, por su constante apoyo durante mi formación académica desde el pre-grado y que se ha preservado hasta mis estudios de maestría en la Universidad.

Finalmente quiero agradecer a Dios por hacer que todo esto sea posible.

Resumen

Resumen de la Tesis presentada al programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingenierías, como parte de los requisitos necesarios para optar al título de Magister en Ingeniería Eléctrica

PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE REDES DE TRANSMISIÓN BASADO EN CAMBIO DE NIVEL DE Tensión

Andrés Hernando Domínguez Castaño

Mayo / 2012

Orientador: Prof. Dr. Antonio Hernando Escobar Z.

Línea de Investigación: Planeamiento en Sistemas Eléctricos

Palabras-clave: Algoritmo Genético, Codificación, Heurísticas, Metaheurísticas, Nivel de Tensión, Optimización, Planeamiento de la transmisión.

En la primera etapa de este proyecto se realiza una revisión del estado del arte de los modelos de planeamiento de la expansión de la red de transmisión usados en el planeamiento tradicional y en el planeamiento que considera alternativas de nivel de tensión para corredores nuevos y existentes.

Se presenta una metodología para resolver el problema de planeamiento de la expansión de las redes eléctricas considerando alternativas en el nivel de tensión. Para esto se propone un proceso de optimización iterativo que en cada ciclo aplica dos etapas. En una primera etapa el procedimiento de optimización define qué, dónde y cuántas adiciones en líneas nuevas deben ser realizadas en la red actual para que opere adecuadamente en un escenario generación-demanda futuro de largo plazo. También

determina a qué nivel de tensión deben operar las líneas de transmisión adicionales. En la segunda etapa, un procedimiento heurístico o un método de búsqueda local evalúa en forma determinística la capacidad que deben tener las subestaciones nuevas o existentes del sistema. Se presentan tres diferentes procedimientos para evaluar la capacidad de las subestaciones, que se basan en análisis de sensibilidad y/o un algoritmo de búsqueda local. La primera alternativa es exclusivamente heurística y aplica conceptos circuitales de reducción de redes (equivalentes de red).

Se plantea también una forma alternativa de resolver el problema combinando la identificación de variables principales, es decir, elementos que son importantes para la red eléctrica futura, con la aplicación de técnicas exactas. Se introducen restricciones adicionales al espacio de solución con el propósito de reducir el tamaño del espacio de soluciones y simplificar el proceso de búsqueda de soluciones para la técnica exacta. Se utiliza una técnica metaheurística para identificar las variables principales. Para resolver el problema de planeamiento se combinan las estrategias desarrolladas en la metodología de cambio de nivel de tensión y una técnica exacta. Un algoritmo genético especializado, similar al propuesto por *Chu and Beasley* (BEASLEY J.E. E CHU, 1997), define los circuitos relevantes para el sistema y su valor más probable. Finalmente, una técnica exacta explora un espacio de soluciones reducido conformado únicamente por las variables principales y por un subconjunto de nuevas restricciones que limitan el rango de variación de estas variables.

Los resultados obtenidos muestran que considerar alternativas de nivel de tensión en el sistema puede ser beneficioso económica y operativamente. La metodología de solución para el problema de planeamiento, incluyendo el nivel de tensión como variable adicional, resulta ser muy robusta. Las soluciones obtenidas siempre se localizan en subespacios de solución de alta calidad.

Índice de Figuras

1.	Esquema de codificación de las variables de inversión.	p. 22
2.	Ejemplo de recombinación de un punto.	p. 45
3.	Ejemplo de recombinación de dos puntos.	p. 46
4.	Diagrama de flujo: Algoritmo genético tradicional.	p. 48
5.	Diagrama de flujo: Algoritmo genético de Chu-Beasley.	p. 52
6.	Propuesta en nodo k	p. 57
7.	Migración a otro nivel de tensión.	p. 57
8.	Propuestas de expansión usadas en el planeamiento tradicional. . . .	p. 59
9.	Forma de presentar las propuestas de expansión en la nueva metodología.	p. 59
10.	Esquema de codificación en la metodología.	p. 60
11.	Representación del espacio de solución utilizado por la metodología. .	p. 62
12.	Sistema equivalente que permite eliminar el nodo k	p. 63
13.	Recombinación de un punto usada en la metodología.	p. 67
14.	Mutación usada en la metodología.	p. 68
15.	Diagrama de flujo: Alternativa 1.	p. 73
16.	Diagrama de flujo: Alternativa 2.	p. 75
17.	Diagrama de flujo: Alternativa 3.	p. 76
18.	Resultado flujo de carga Modelo DC en sistema de 3 barras, sin reactancias en paralelo de diferente valor.	p. 80
19.	Resultado flujo de carga Modelo DC en sistema de 3 barras, con reactancias en paralelo de diferente valor.	p. 81

20.	Sistema de potencia de 4 nodos, sin equivalente de red.	p. 82
21.	Sistema de potencia de 4 nodos, con equivalente de red.	p. 82
22.	Conexión de nueva subestación en el nodo 26.	p. 89
23.	Límite máximo de corredores en la estrategia.	p. 93
24.	Red de Garver Inicial.	p. 117
25.	Red de IEEE 24 Inicial.	p. 120
26.	Red de Sur de Brasil Inicial.	p. 121

Índice de Tablas

1.	Desempeño AGCB en conjunto con GLPK.	p. 94
2.	Datos de demanda.	p. 111
3.	Datos de propuestas de corredores en otro nivel de tensión, sur46C y sur46D.	p. 112
4.	Datos de propuestas adicionales de corredores en otro nivel de tensión para sistema sur46D.	p. 113
5.	Sistema 3 Barras, Datos de Generación y Demanda	p. 114
6.	Sistema 3 Barras, Características de las líneas	p. 114
7.	Datos Generación y Demanda: Garver sin redespacho.	p. 115
8.	Sistema Garver, Características de las líneas.	p. 116
9.	Datos Generación y Demanda: Garver con redespacho.	p. 116
10.	Datos Generación y Demanda: IEEE 24.	p. 118
11.	Sistema IEEE 24, Características de las líneas	p. 119
12.	Datos Generación y Demanda: Sur de Brasil.	p. 122
13.	Sistema Sur de Brasil, Características de las líneas	p. 124

Índice general

1. Introducción	p. 1
1.1. Importancia del planeamiento de la expansión del sistema de transmisión	p. 5
1.2. Efecto del problema de la transmisión en el mercado eléctrico . . .	p. 6
1.3. Motivación para el estudio de planeamiento de transmisión considerando el nivel de tensión	p. 7
1.4. Motivación para el estudio de métodos que disminuyan el espacio de solución en el problema de planeamiento de la transmisión	p. 8
1.5. Motivación para incluir la retirada de líneas de transmisión en el problema de planeamiento	p. 9
1.6. Motivación para incluir la determinación óptima del tamaño y localización de subestaciones nuevas	p. 9
1.7. Objetivo General	p. 10
1.8. Objetivos Específicos	p. 10
1.9. Estructura del Trabajo	p. 10
2. Problema de Planeamiento de la Expansión de Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica	p. 12
2.1. Trabajos en el problema de planeamiento tradicional	p. 13
2.2. Trabajos que han considerado el nivel de tensión en el sistema eléctrico	p. 15
2.3. Trabajos que han considerado el problema de planeamiento con variaciones respecto al tradicional	p. 16
2.4. Otros trabajos que consideran la expansión de la transmisión	p. 17

3. Modelos matemáticos utilizados para representar el problema de planeamiento	p. 19
3.1. Modelo DC con generación ficticia	p. 21
3.2. Modelo DC que permite circuitos en paralelo de diferente reactancia	p. 23
3.3. Modelo DC que considera alternativas de nivel de tensión en circuitos nuevos	p. 26
3.4. Modelo Lineal Disyuntivo	p. 29
3.5. Modelamiento matemático incluyendo la posibilidad de retirar líneas de transmisión	p. 30
3.5.1. Modelo que considera retirar elementos existentes en la red actual	p. 32
3.5.2. Modelo que considera retirar elementos existentes o modificar su nivel de tensión	p. 34
3.6. Modelo Híbrido Lineal continuo	p. 37
4. Algoritmo Genético	p. 39
4.1. Generación de la Población Inicial	p. 42
4.2. Función de Adaptación	p. 42
4.3. Operadores Genéticos	p. 42
4.3.1. Métodos de Selección	p. 43
4.3.1.1. Selección proporcional	p. 43
4.3.1.2. Selección por ordenamiento	p. 43
4.3.1.3. Selección por torneo	p. 44
4.3.2. Recombinación	p. 44
4.3.2.1. Recombinación de un único punto	p. 44
4.3.2.2. Recombinación de dos puntos	p. 45
4.3.2.3. Recombinación Uniforme	p. 46

4.3.3. Mutación	p. 46
4.4. Esquema iterativo de un algoritmo genético convencional	p. 46
4.5. Algoritmo Genético de Chu-Beasley (AGCH)	p. 49
5. Metodología de solución	p. 53
5.1. Metodología propuesta	p. 56
5.2. Representación del Sistema y Codificación	p. 57
5.3. Subestaciones nuevas y propuestas de corredores	p. 60
5.4. Efecto de Eliminar un Transformador en el Sistema mediante equivalentes de red	p. 62
5.5. Algoritmo Genético De Chu-Beasley aplicado al problema de planeamiento de la transmisión y subtransmision considerando el nivel de tensión	p. 64
5.5.1. Población inicial	p. 64
5.5.2. Criterio de Diversidad	p. 65
5.5.3. Función Objetivo e Infactibilidad	p. 65
5.5.4. Selección	p. 66
5.5.5. Recombinación	p. 66
5.5.6. Mutación	p. 67
5.5.7. Mejoría local de un individuo	p. 68
5.5.7.1. Mejoramiento local basado en sensibilidad	p. 68
5.5.7.2. Mejoramiento local basado en identificación de circuitos redundantes en el sistema	p. 69
5.5.8. Alteración de la población	p. 70
5.5.9. Criterio de parada	p. 71
5.6. Alternativas usadas para mejorar el desempeño del AGCB a través del cálculo de capacidad de una subestación	p. 71

5.6.1.	Alternativa 1: Uso de equivalentes de red y reducción del sistema.	p. 71
5.6.2.	Alternativa 2: Uso de variables duales de las restricciones de flujo de potencia en conjunto con una técnica de búsqueda local.	p. 73
5.6.3.	Alternativa 3: Un procedimiento heurístico combinado con una búsqueda local.	p. 75
5.7.	Descripción del proceso de optimización	p. 77
6.	Análisis de Resultados	p. 79
6.1.	Modelo DC que considera alternativas de circuitos en paralelo de diferente reactancia	p. 80
6.2.	Efecto de eliminar un transformador de la red	p. 81
6.2.1.	Equivalente de red aplicado a un sistema de 4 barras	p. 81
6.2.2.	Equivalente de red aplicado a un sistema de real	p. 83
6.3.	AGCB para planeamiento que considera como variables en el vector de decisión a los transformadores y las líneas de transmisión.	p. 86
6.4.	Alternativa 1: Uso de equivalentes de red y reducción de las subestaciones del sistema.	p. 87
6.5.	Alternativa 2: uso de variables duales de restricciones de flujo de potencia en subestaciones combinada con una técnica de búsqueda local.	p. 90
6.6.	Alternativa 3: uso de un procedimiento heurístico combinado con una búsqueda local.	p. 90
6.7.	Metodología Adicional: Disminución del espacio de solución mediante la identificación de variables principales.	p. 92
6.8.	Resultados considerando la posibilidad de retirar líneas de transmisión y la modificación del nivel de tensión de las líneas existentes.	p. 95

7. Conclusiones	p. 98
8. Trabajos Futuros	p. 101
Referencias	p. 102
Apéndice A - Datos de demanda, subestaciones y corredores nuevos	p. 111
Apéndice B - Datos: Sistema de prueba con corredores en paralelo	p. 114
Apéndice C - Datos de sistemas: Garver sin y con redespacho, IEEE 24 y Sur Brasileiro.	p. 115
C.1. Sistema Garver de 6 barras	p. 115
C.1.1. Sistema sin redespacho	p. 115
C.1.2. Sistema con redespacho	p. 116
C.2. Sistema IEEE de 24 Nodos	p. 118
C.3. Sistema Sur de Brasil: 46 Nodos	p. 121

1 Introducción

El problema de planeamiento de la expansión de redes de transmisión de energía eléctrica consiste en determinar las inversiones que deben ser realizadas en un sistema de potencia de tal forma que la red existente se adecue para satisfacer los requerimientos de la generación y de la demanda futura. Los estudios de planeamiento toman como referencia la red actual y consideran el incremento de la demanda en los nodos del sistema, las alternativas de nueva generación, y la repotenciación de generación existente, en un horizonte de tiempo que normalmente es de 10 o más años. El planeamiento de la expansión, también denominado planeamiento de largo plazo, tradicionalmente tiene como principal objetivo minimizar el costo de inversión en nuevos elementos. Esto por causa de los altos costos asociados a dichos elementos en niveles altos de tensión.

El planeamiento estático considera reducir el costo de inversión a partir del planteamiento de un problema de optimización matemática que considera que la red existente hace parte de la solución futura, es decir, no se considera la posibilidad de retirar, trasladar o dejar desconectados en forma permanente, elementos que se encuentran operando en la red actual. También considera que un agente planeador ha establecido previamente los siguientes aspectos:

- El crecimiento de la demanda en los nodos del sistema.
- La localización y la cantidad de demanda de nodos nuevos.
- La cantidad y localización de generación nueva.
- La capacidad adicional de plantas de generación existentes que están siendo o van a ser repotenciadas.
- La localización geográfica, el costo y las características eléctricas de los nuevos corredores de transmisión.

- El costo asociado a circuitos adicionales que pueden conectarse en paralelo con circuitos ya establecidos en corredores existentes.
- La localización, el tamaño y el costo de subestaciones nuevas.
- Los niveles de tensión a los que operarán los corredores nuevos y existentes.
- Los niveles de tensión asociados a las subestaciones nuevas.

En este trabajo se presenta una metodología de solución que modifica el modelo usado para resolver el problema de planeamiento de la expansión, aplicado tradicionalmente, de tal forma que considere alternativas de tensión para los corredores nuevos, así como las tensiones y las localizaciones de subestaciones nuevas. La idea es beneficiarse de las economías de escala que pueden ser aprovechadas, y que no aparecen, cuando se considera que los circuitos candidatos a ser adicionados tienen un nivel de tensión pre-establecido. Definir *a priori* la tensión de los nuevos corredores es menos efectivo que considerar la tensión como una de las cantidades que deben ser definidas por el proceso de evaluación de alternativas. A través del proceso de optimización se debe entonces determinar *qué, dónde, a qué nivel de tensión y cuántas* inversiones deben ser realizadas. Para esto, las tensiones de los nuevos corredores deben ser consideradas como variables adicionales del problema, así como la localización y las tensiones de las subestaciones que el sistema está requiriendo para interconectar estos corredores con la red existente. Esta forma de resolver el problema de la expansión permite a los planeadores tener una herramienta disponible para determinar las tensiones más adecuadas para los corredores nuevos, así como la dimensión y la localización de nuevas subestaciones, al tiempo que permite predecir requerimientos de nuevas tensiones no consideradas en el plan de expansión tradicional. También permite determinar si es conveniente modificar los niveles de tensión existentes.

El problema de planeamiento de la expansión de redes de transmisión de energía eléctrica pertenece a la categoría de problemas no lineales entero-mixtos (PNLEM), y adicionalmente puede ser del tipo NP-completo, cuando representa un sistema de gran tamaño y complejidad. El problema de planeamiento analizado ha mostrado ser un problema multimodal, no convexo, que no logra resolverse exitosamente utilizando técnicas de optimización exactas, cuando el sistema es de gran tamaño y tiene una cantidad importante de nodos aislados. En sistemas de pequeño y mediano tamaño se encuentra la solución óptima usando métodos como *Branch and Cut* o *Branch and Price* siempre que se utilice el modelo lineal disyuntivo para modelar

la red de transmisión. En estos casos se encuentra que los sistemas de cómputo requieren de grandes tiempos de cálculo si se les compara con los requeridos por técnicas metaheurísticas como Búsqueda Tabú (TS) o el algoritmo genético de Chu-Beasley (AGCB), entre otros. Los problemas que son simultáneamente PNLEM y NP-completos se caracterizan por ser los de más difícil solución. El problema de planeamiento está conformado por funciones lineales y no lineales que incluyen variables continuas (desfase angular, flujo de potencia por las líneas, etc) y variables enteras (número de líneas o transformadores que se deben adicionar a la red). Adicionalmente, en sistemas reales incluye cientos o miles de variables y restricciones, lo que lo clasifica como un problema de alta complejidad matemática. Ya el problema de planeamiento de la expansión tradicional, que no considera el nivel de tensión como variable del problema, es clasificado en la literatura especializada como PNLEM, NP-completo. Esta complejidad es drásticamente incrementada al incluir los siguientes aspectos:

- Determinación óptima del nivel de tensión de cada corredor nuevo y existente.
- Determinación óptima del tamaño y localización de subestaciones nuevas.
- Determinación óptima de los niveles de tensión asociados a las nuevas subestaciones.

Las dos principales implicaciones de la propuesta que se presenta en este trabajo son: 1) el aumento del tamaño del vector solución; 2) la necesidad de crear una base de datos dinámica para operar con topologías que cambian entre una y otra propuesta analizada. El aumento del tamaño del vector solución produce más multimodalidad e incrementa significativamente la dimensión del espacio de soluciones. Con esto, se reduce la posibilidad de encontrar la solución óptima del problema. Por ejemplo, un sistema que es relativamente fácil de resolver usando planeamiento tradicional puede resultar difícil de resolver cuando se agrega la tensión de los corredores nuevos como nueva variable. Con respecto a la base de datos dinámica, se producen dos impactos importantes. El primero es que el agente planeador interactúa con una topología más simple, ya que no debe preocuparse por ubicar subestaciones nuevas ni decidir sobre niveles de tensión para la parte nueva de la red. El segundo es que la metodología debe interactuar con una base de datos real y una base de datos virtual que utiliza o no según se requieran o no subestaciones nuevas.

Para resolver el problema de planeamiento de la expansión, se han utilizado diversas metodologías de solución que van desde las técnicas heurísticas hasta los métodos exactos de PNLEM y las técnicas metaheurísticas. Una primera aproximación a la solución del problema de planeamiento fue realizada en (GARVER, 1970), la cual se fundamenta en los principios de la programación lineal. Otras técnicas utilizadas se fundamentan en programación no lineal (SANCHEZ; ROMERO; MANTOVANI, 2005), técnicas heurísticas (MONTICELLI; SANTOS; PEREIRA, 1982) y las técnicas metaheurísticas (GALLEGO, 1997).

En Colombia, así como en los demás países, un inadecuado planeamiento de la expansión de la red de transmisión de energía eléctrica puede dar origen a un sistema futuro ineficiente con altos costos operativos e influir en el desarrollo de la expansión de la generación y del mercado de electricidad, ya que estos dependen en gran medida de la topología y la capacidad de la red de transmisión, porque una red bien planeada favorecerá la libre competencia entre vendedores y compradores de energía y una red mal planeada restringirá la competencia y favorecerá a unos agentes del mercado sobre otros. La principal consecuencia de un planeamiento inadecuado es la necesidad de mantener operando durante muchos años un sistema ineficiente, ya que una vez construida, no es factible trasladar o eliminar una línea de transmisión o una subestación de alta tensión.

La alta complejidad matemática y computacional de este problema se ha constituido en una barrera para la unidad de planeación minero energética - UPME (encargada del planeamiento de la red en Colombia) en el propósito de realizar un planeamiento de la expansión del sistema de transmisión usando técnicas exactas y herramientas de optimización que evalúen el espacio de soluciones de manera más exhaustiva. En la actualidad se desarrolla un planeamiento que realiza análisis de casos en varias etapas. El agente planeador propone una serie de alternativas de expansión, que no son resultado de una evaluación óptima exhaustiva, y a estos le realiza detallados estudios energéticos, de flujo de carga, de corto circuito, de estabilidad transitoria y de estabilidad de tensión, además se consideran aspectos como transferencias de potencia entre áreas, límites de importación o exportación, análisis de confiabilidad entre otros.

El problema de planeamiento se convierte entonces en una compleja labor que incentiva a diversos entes de investigación en la búsqueda de métodos que permitan mejorar su solución. Dada la gran importancia para el sector eléctrico y los altos costos asociados, es necesario continuar fortaleciendo la investigación en nuevas

metodologías para este problema en Colombia.

Este trabajo da continuidad al estudio y aplicación de técnicas metaheurísticas y técnicas exactas al problema de planeamiento de la expansión de redes de transmisión de energía eléctrica, que es un problema que continua discutiéndose académicamente tanto a nivel nacional como internacional, y que no se considera cerrado todavía. Los resultados de esta investigación muestran la importancia de considerar la tensión dentro de las variables de decisión del problema.

1.1. Importancia del planeamiento de la expansión del sistema de transmisión

Un planeamiento bien direccionado del sector eléctrico, es de vital importancia para proporcionar un servicio de abastecimiento de energía con buena calidad, bajo costo, con el menor riesgo y con los menores impactos económicos y ambientales para la sociedad. Si no se hace un estudio de planeamiento eléctrico ó si se realiza de forma inapropiada, producirá consecuencias negativas, que conducen a operaciones de mayor costo, a la pérdida de la calidad del servicio, al sobredimensionamiento mal direccionado, al exceso de capacidad instalada, entre otros.

De acuerdo a los aspectos de carácter técnico y económico, cabe destacar que el segmento de la transmisión posee características de monopolio natural y de industria de red. La estructura en red favorece el aprovechamiento de economías de escala y de coordinación, y requiere la operación centralizada de los servicios. De otro lado, el sistema de transmisión debe poseer características de alta disponibilidad y eficiencia, ya que por dificultades técnicas y por los altos costos de almacenamiento en gran escala de la energía eléctrica, la energía que se demanda debe ser producida en el mismo instante que se solicita, lo que es determinante en la estructura de producción y en la logística para la atención instantánea de dicha demanda. Como la electricidad es un flujo, el tiempo y el espacio son dimensiones importantes en la caracterización de los periodos de análisis de los procesos de producción y transporte.

La operación a niveles más elevados de potencia permite la exploración de economías de escala. Esto da origen al denominado problema de planeamiento de la expansión de la red de transmisión de energía eléctrica. La capacidad de transporte de la red de transmisión planeada produce impactos significativos en la cadena de valor de la industria de electricidad. La necesidad del planeamiento también es una consecuencia

de la complejidad del sistema eléctrico, acrecentada por la presencia de diferentes actores responsables por la evolución del sector, tanto del lado de la oferta como del lado de la demanda, generalmente con objetivos en conflicto. Las decisiones de estos actores afectan a todos los demás agentes que participan en el sistema e influyen el futuro del propio sistema. Estas decisiones, por tanto, requieren de procesos sistemáticos de apoyo, en especial en cuanto a las perspectivas de futuro (ESCOBAR; ROMERO; GALLEG0, 2010).

1.2. Efecto del problema de la transmisión en el mercado eléctrico

En los sistemas eléctricos con esquemas tradicionales, tanto la operación como el planeamiento de la red eléctrica es realizada por entidades centralizadas organizadas en estructuras verticalmente integradas. El proceso de reestructuración de la industria de la electricidad produce el surgimiento de nuevos agentes, y nuevas exigencias. Con la desregulación de los sistemas eléctricos surgen diferentes esquemas competitivos dentro del sector eléctrico mundial con características particulares para cada sistema, lo que dificulta la obtención de soluciones generales para los diferentes problemas que aparecen dentro del proceso de búsqueda de eficiencia del mercado. El proceso de planeamiento de la expansión de los sistemas de transmisión resulta más complejo de desarrollar en los sistemas eléctricos reestructurados debido a que, en estos sistemas, las decisiones de nuevas inversiones son el resultado de las fuerzas del mercado y no de procesos de decisión centralizados. La red de transmisión termina siendo decisiva en los sistemas con esquemas desregulados, ya que la eficiencia del mercado futuro puede verse afectada por el congestionamiento que pueda aparecer en la red de transmisión, y que no permite la programación de algunos despachos de generación asociados a bajos costos de producción, que en un esquema de mercado son el resultado de la interacción entre las ofertas económicas que hacen los agentes generadores y las necesidades de potencia de los consumidores (en algunos casos los consumidores presentan sus necesidades de potencia y el valor que pueden pagar por ella). Una característica de los sistemas con esquema de mercado de electricidad es que los despachos de generación horarios o diarios poseen gran incerteza y que existe un número muy grande de escenarios de generación factibles (ESCOBAR, 2008).

De otro lado, el sector eléctrico Colombiano se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la

energía y potencia de un mercado de grandes bloques de energía, el cual opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Luego, para promover la competencia entre generadores, se permite la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deberán estar integrados al sistema interconectado para participar en el mercado de energía mayorista, en el cual participan generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores de electricidad o usuarios no regulados. Como contraparte comercializadores y grandes consumidores actúan celebrando contratos de energía eléctrica con los generadores. El precio de la electricidad en este mercado se establece de común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención del Estado (XM, Consultado el día 27 de marzo de 2012). De lo anterior puede verse la gran importancia que tiene un buen planeamiento de la red futura en Colombia, ya que cuando se enfrentan decisiones de inversión mal condicionadas, pueden aparecer problemas como el congestionamiento ó el racionamiento, que influyen de forma directa en las decisiones que se tomen en el mercado de electricidad mayorista.

Finalmente, el plan de expansión futuro impacta el mercado eléctrico de tres formas importantes, 1) reducción del costo de la operación de todo el sistema. Como ejemplos: costo del despacho económico, reducción del costo de las restricciones en general (voltaje, confiabilidad, entre otros) o costos de generación por seguridad; 2) impacta en un menor costo de inversión de activos del sistema al futuro; y 3) posible reducción de pérdidas.

1.3. Motivación para el estudio de planeamiento de transmisión considerando el nivel de tensión

El problema tradicional de planeamiento de la expansión asume inversiones de un mismo tipo en cada corredor, asignando a cada corredor nuevo y existente un nivel de tensión preestablecido. Esto deja al planeador la decisión sobre un aspecto crítico que debe resolverse, y la solución planteada dependerá de su habilidad para determinar adecuadamente los mejores niveles de tensión para los circuitos nuevos. Debe tenerse en cuenta que la determinación *a priori* de las tensiones de corredores nuevos requiere de planeadores con gran experiencia y que una mala decisión a este respecto afecta la solución del problema, ya que los valores preestablecidos actúan como restricciones que pueden eliminar subespacios de alta calidad donde eventualmente se encuentran las mejores soluciones.

En la literatura especializada se encuentran trabajos rigurosos que alteran el modelo del planeamiento tradicional para incluir aspectos como división del escenario de planeamiento en múltiples etapas, contingencias simples, incertidumbre en la demanda e incertidumbre en la generación futura, entre otras, pero no existen trabajos rigurosos que incluyan el nivel de tensión como variable de decisión. Esta característica motiva la investigación y permite explorar nuevas alternativas de solución que pueden producir beneficios económicos y operativos en los sistemas reales.

1.4. Motivación para el estudio de métodos que disminuyan el espacio de solución en el problema de planeamiento de la transmisión

Cuando se desarrolla un estudio de planeamiento, generalmente se encuentran múltiples soluciones, de mala y buena calidad. Se han utilizado diversos métodos para darle solución a este problema, como las técnicas exactas, heurísticas ó metaheurísticas. Es usual que la dificultad de resolución sea directamente proporcional al tamaño del sistema que se desea analizar. En problemas de gran tamaño las técnicas exactas tardan demasiado en proporcionar la solución, los tiempos pueden ser de años. Las técnicas heurísticas convergen prematuramente a soluciones sub-óptimas de mala calidad, y las técnicas metaheurísticas en la mayoría de las veces obtienen soluciones de buena calidad, sin embargo el tiempo de ajuste de parámetros de la técnica que se utilice depende de la experiencia del planeador.

Los anteriores inconvenientes hacen necesario el estudio de alternativas que mejoren la búsqueda en el espacio de solución. Donde el sistema de optimización pueda elegir de forma más inteligente sub-espacios de la región de búsqueda, donde con certeza se encuentren soluciones de muy buena calidad.

Existen investigadores que han desarrollado propuestas en esta temática para el problema de la transmisión. En (SOUSA; ASADA, 2011) se utiliza la técnica *Branch and Cut* para adicionar cortes (nuevas restricciones) al modelo matemático de tal forma que eliminen sub-regiones donde no se encuentra la solución del problema, evitando que estas sean evaluadas. En (GOMEZ, 2008) se busca disminuir el espacio de solución inicializando un *Branch and Bound* mediante adiciones de líneas de transmisión coordinadas por las técnicas *Greedy Randomized Adaptive Search Procedure* (GRASP) y *Simulated Annealing* (SA).

1.5. Motivación para incluir la retirada de líneas de transmisión en el problema de planeamiento

El problema de planeamiento de largo plazo de energía eléctrica tradicional determina un plan de expansión de costo mínimo, para un periodo de tiempo futuro, y considera que las inversiones en líneas y transformadores, realizadas en el pasado, contribuyen con la solución del problema. Considerar que la red inicial es inalterable afecta el proceso de optimización, ya que el espacio de soluciones es más restricto, y puede afectar en la calidad de la solución.

Considerar que es posible retirar líneas o transformadores existentes en la topología inicial, puede mejorar la calidad de la solución obtenida en el proceso de optimización y eventualmente permite reducir el costo de la nueva red de transmisión. Esto porque pueden existir elementos en la red base que pueden afectar la operación del sistema futuro debido a que fueron adicionados dentro de un contexto de planeamiento que puede ser relativamente diferente al contexto en que se planea la nueva red. Por ejemplo, un sistema pudo ser planeado en el pasado para un esquema vertical y debe ser planeado ahora para un esquema de mercado de electricidad. El nuevo contexto trae consigo exigencias que no existían en el pasado. Considerar la posibilidad de retirar circuitos existentes ó desplanificar permite identificar elementos que, aunque pudieron ser bien colocados en el pasado, disminuyen la eficiencia de la red futura, y deben ser desconectados del sistema futuro durante la operación normal. Esto siempre y cuando los beneficios económicos obtenidos por su desconexión permitan la recuperación de sus costos de inversión. Estas líneas o elementos deben permanecer disponibles para cuando el sistema las requiera, por razones de seguridad o para escenarios de operación poco frecuentes y que requieren de estos elementos (ESCOBAR, 2008).

1.6. Motivación para incluir la determinación óptima del tamaño y localización de subestaciones nuevas

En el problema de planeamiento tradicional, los transformadores en la red también hacen parte de las variables. Cuando se desea hacer un estudio de cambio de nivel de tensión, las variables asociadas a los transformadores pueden incrementarse en un gran número dificultando aún más la solución del problema. Resulta entonces conveniente desarrollar un proceso que identifique la localización y la capacidad de las nuevas

subestaciones en el propósito de conectar los corredores a un nuevo nivel de tensión. Este proceso debe ser eficiente, desde el punto de vista computacional, y efectivo, desde el punto de vista de la calidad de sus resultados, al momento de decidir un plan de inversión para los transformadores, de forma que permita una convergencia rápida del problema global y a regiones de alta calidad.

1.7. Objetivo General

Desarrollar una metodología para el planeamiento de la expansión de redes de transmisión de energía eléctrica que sea de costo mínimo y que incluya la evaluación de alternativas de tensión para corredores nuevos y existentes.

1.8. Objetivos Específicos

- Determinar el estado del arte en el planeamiento de redes de transmisión de energía eléctrica.
- Desarrollar una metodología de planeamiento de redes de transmisión, en el largo plazo, que considere adiciones en transmisión y en subestaciones.
- Considerar la posibilidad de modificar los niveles de tensión existentes.
- Establecer una metodología que seleccione el nivel de tensión más adecuado para nuevos corredores de transmisión y nuevas subestaciones.
- Resolver el modelo matemático resultante utilizando técnicas de optimización híbridas que combinen técnicas exactas y metaheurísticas.

1.9. Estructura del Trabajo

El trabajo se encuentra organizado de la siguiente forma:

Inicialmente se presenta un capítulo de introducción, con aspectos importantes relacionados con el problema de planeamiento de los sistemas de transmisión. Se presentan también los objetivos de la investigación y la motivación para incluir el nivel de tensión como variable del problema.

En el capítulo 2 se presenta una descripción del problema de planeamiento y una revisión del estado del arte de trabajos relacionados con el planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión de energía eléctrica, donde se nombran las diferentes propuestas de solución presentadas para resolver el problema.

En el capítulo 3 se detallan los modelos matemáticos utilizados en el desarrollo de la investigación para el proceso de solución.

En el capítulo 4 se describe la técnica de optimización metaheurística utilizada en este trabajo.

En el capítulo 5 se propone una metodología para incluir el nivel de tensión como variable de decisión. Luego, se muestran tres diferentes alternativas para reducir el esfuerzo computacional que se requiere para resolver el nuevo problema de planeamiento con un espacio de soluciones mayor.

En el capítulo 6 se muestran todos los resultados obtenidos para la metodología propuesta. Además se muestra una cuarta alternativa de solución para el problema de planeamiento, la cual permite disminuir el espacio de solución combinando una técnica metaheurística y una técnica exacta.

Finalmente se muestran las conclusiones y se proponen trabajos de investigación futuros.

2 Problema de Planeamiento de la Expansión de Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica

El planeamiento de la transmisión es un problema que involucra decisiones en las que se tiene que buscar un beneficio común, es decir, que la inversión en la infraestructura de la red de transmisión permita atender la demanda futura cumpliendo con unos requerimientos básicos de calidad de potencia, seguridad y confiabilidad con un mínimo costo operativo y de inversión.

En este trabajo se considera el problema de planeamiento tradicional que lleva en cuenta las inversiones en líneas y transformadores y satisface la demanda en un horizonte de tiempo futuro pre-establecido. La calidad de potencia, seguridad y confiabilidad no son explícitamente considerados en este trabajo.

El planeamiento de la transmisión puede ser dividido en tres diferentes periodos de tiempo: *corto*, *mediano* y *largo plazo*. El corto plazo analiza inversión en periodos de tiempo hasta tres años. En Colombia, el mediano plazo analiza periodos de inversión hasta los 5 años. El largo plazo analiza periodos de 10 o mas años. Para el periodo de tiempo de interés de este trabajo (*largo plazo*), se utilizan inversiones de dos tipos: transformadores y líneas de transmisión. Sin embargo, en el problema tradicional, se pueden utilizar inversiones en otros tipos de elementos, ejemplo de estos son los que efectúan control de potencia activa para mejorar el funcionamiento de la red. En muchos casos puede ser necesario la instalación de varios elementos en paralelo en un mismo corredor.

Para un sistema eléctrico particular, y partiendo de su topología actual, se busca encontrar el plan de expansión óptimo, determinando *dónde*, *cuántos* y *de qué tipo* deben ser los elementos de transmisión adicionados para que el sistema opere adecuadamente en un futuro. Y en el caso de este trabajo se debe determinar

adicionalmente: *en qué nivel de tensión*. Finalmente, con los elementos de transmisión adicionados, la industria, el sector comercial y el sector residencial podrán asegurar el transporte de energía que necesitan en un futuro, reduciendo el riesgo de tener que racionar energía, ya que estos ofrecen las rutas adecuadas para la potencia requerida por los usuarios conectados al sistema de potencia. En conclusión una solución debe ser óptima desde el punto de vista económico y técnico, para esto, el problema de la transmisión puede ser formulado considerando una función objetivo que contenga la minimización de la inversión y la minimización de la potencia no servida al consumidor (racionamiento). Este aspecto es explicado en el capítulo 3.

De otro lado, el planeamiento de la transmisión además puede contener el aspecto: *cuándo* deben ser adicionados los elementos de transmisión. Lo anterior comúnmente es llamado planeamiento en múltiples etapas o planeamiento dinámico. En este trabajo se utiliza planeamiento de una sola etapa o planeamiento estático.

Se debe aclarar que el planeamiento dinámico de la expansión es un problema más complejo que el planeamiento estático, debido a que se debe determinar el instante en que deben ser instalados los elementos nuevos. De otro lado, tienen en común, que las propuestas de solución, tanto para el planeamiento dinámico como para el estático, deben ajustarse a ambientes competitivos o de mercado abierto, para favorecer económicamente a los agentes que participan en sistemas que poseen mercado de energía eléctrica.

Para solucionar el problema de planeamiento se han utilizado diversos métodos que abarcan diferentes objetivos, como son ambientales, de mercados de electricidad, confiabilidad, seguridad, entre otros. A continuación se nombran trabajos que son relevantes en el contexto de planeamiento de la transmisión.

2.1. Trabajos en el problema de planeamiento tradicional

El problema de planeamiento de la expansión de la red de transmisión ha tenido una evolución tanto en el modelo matemático usado para representar el problema como en la forma de resolver el problema resultante. Garver (GARVER, 1970) fue el primero en proponer un modelo basado en el concepto de flujo de carga y también fue el primero en sugerir el uso de técnicas de optimización para resolver el problema resultante. Luego, se desarrollaron métodos de optimización matemática exacta que

combinan programación lineal y programación dinámica (KALTENBATCH; PERSON; GEHRIG, 1970; DUSONCHET; EL-ABIAD, 1973), y los denominados métodos heurísticos constructivos basados en sensibilidad (MONTICELLI; SANTOS; PEREIRA, 1982).

De los anteriores trabajos, surgen en la literatura especializada varias investigaciones con el propósito de desarrollar modelos para resolver este problema utilizando técnicas exactas como la programación lineal (VILLASANA; GARVER; SALON, 1985), programación no lineal (SANCHEZ; ROMERO; MANTOVANI, 2005), programación lineal entera mixta (ROMERO; MONTICELLI, 1994; ALGUACIL; MOTTO; CONEJO, 2003), descomposición de Benders (ROMERO, 1989, 1993), algoritmo de *Branch and Bound* (BAHIENSE; OLIVEIRA; GRANVILLE, 2001; HAFFNER; GARCIA; ROMERO, 2000; RIDER; GARCIA; ROMERO, 2008), y el método de punto interior (RIDER; GARCIA; ROMERO, 2004); técnicas basadas en heurísticas, dividiéndose en funciones de sensibilidad (MONTICELLI; SANTOS; PEREIRA, 1982; PEREIRA; PINTO, 1985) y en funciones sigmoides (OLIVEIRA; SILVA; CARNEIRO, 2005); después se desarrollaron los métodos clasificados como sistemas inteligentes, como son: algoritmos genéticos (AG) (GALLEGO, 1997; ROMERO; GALLEGO; MONTICELLI, 1998; ESCOBAR; ROMERO; GALLEGO, 2008; ESCOBAR; GALLEGO; ROMERO, 2004; SILVA; GIL; AREIZA, 2000; DEOLIVEIRA, 2004), *simulated annealing* (ROMERO; GALLEGO; MONTICELLI, 1996), búsqueda tabú (GALLEGO; MONTICELLI; ROMERO, 2000; ESCOBAR; GALLEGO; TORO, 2009), *Greedy Randomized Adaptive Search Procedure* (GRASP) (BINATO; OLIVEIRA; ARAUJO, 2001; PENG; CHUANQUAN; JIE; CHENG, 2010), teoría de juegos (CONTRERAS; WU, 1999; ZOLEZZI; RUDNICK, 2002; STYCZYNSKI, 1999), sistemas especializados (GALIANA; MCGILLIS; MARIN, 1992), métodos basados de alta exploración de la vecindad como *Scatter Search* y *The Variable Neighborhood Search* (TAGLIALENHA, 2008), métodos basados en lógica difusa para la toma de decisiones de inversión (SOUSA, 2009), métodos que combinan *Greedy Randomized Adaptive* y *Path Relinking* (JUNIOR, 2005a), técnicas similares al AG como el *Differential Evolution Algorithm* (DEA) (SUM-IM; TAYLOR; IRVING; SONG, 2009), el método *Randomized discrepancy bounded local Search* (BENT; DANIEL, 2011), entre otros. También se han desarrollado herramientas computacionales que resuelven el problema de planeamiento obteniendo soluciones óptimas o sub-óptimas (PROTO, 2009), donde el usuario mediante una interfaz gráfica puede seleccionar una de un subconjunto de metaheurísticas para resolver el problema. Esta herramienta fue diseñada para que los estudiantes interesados en el planeamiento fortalezcan su conocimiento.

De otro lado existen trabajos que han considerado usar modelos diferentes en el

planeamiento de la transmisión. Siendo representado a través de modelos híbridos (GALLEGO; ROMERO; ESCOBAR, 2000), a través del modelo AC (RIDER; GARCIA; ROMERO, 2007; RIDER, 2006), a través de modelado de flujo de potencia óptimo (BENT; TOOLE; BERSCHIED, 2011), ó a través de modelos lineales relajados obtenidos a partir del método de flujo de carga AC (TAYLOR; HOVER, 2011). Puede encontrarse una revisión de las publicaciones y modelos que han sido utilizados para el problema de planeamiento en (LATORRE; CRUZ; AREIZA, 2003; ROMERO; GARCIA; HAFFNER, 2002). En (SUM-IM; TAYLOR; IRVING; SONG, 2006) se encuentra un resumen de los tipos de planeamiento, y en (LEE; NG; ZHONG; WU, 2006) se presenta una clasificación de los algoritmos utilizados. En (ESCOBAR, 2008) también se presenta un resumen de los diversos trabajos realizados en el planeamiento de la transmisión.

2.2. Trabajos que han considerado el nivel de tensión en el sistema eléctrico

Los trabajos citados en la sección 2.1 se han desarrollado sin incluir el nivel de tensión entre las variables de decisión del sistema. Sin embargo existen algunas propuestas en las que se considera modificar el nivel de tensión pero, en estas, las subestaciones se eliminan de la representación eléctrica del problema y sólo se considera su costo de expansión basado en una capacidad calculada de manera aproximada (JALILZADEH; KAZEMI; MAHDAVI; HADADIAN, 2008; JALILZADEH; SHAYEGHI; MAHDAVI; HADADIAN, 2009; MAHDAVI; SHAYEGHI; KAZEMI, 2009). Al no considerar el efecto eléctrico de los transformadores en la red, se obtienen resultados aproximados. Lo anterior puede generar diferencias en los resultados cuando se comparan con formas exactas de solución (DOMINGUEZ; ESCOBAR; GALLEGO, 2011). Por otro lado, existen trabajos en los que se analizan los beneficios de migrar la redes de distribución a niveles de tensión superiores (BENTANCUR; BIANCO; BOIONS; REY, 2008), aunque estos procedimientos no aplican para transmisión.

2.3. Trabajos que han considerado el problema de planeamiento con variaciones respecto al tradicional

Con la introducción de mercados basados en bolsa y contratos bilaterales, surgen nuevos modelos donde por ejemplo el objetivo principal es maximizar el beneficio social (SHRESTHA; FONSEKA, 2004). Dentro el proceso de incorporación de aspectos económicos en el planeamiento de la transmisión, los estudios de planeamiento deben considerar diferentes escenarios de operación (FANG; HILL, 2003; JUNIOR, 2005b), condiciones de seguridad y/o confiabilidad (CHOI; MOUNT; THOMAS, 2007; SILVA; RIDER; ROMERO; GARCIA; MURARI, 2005; CHOI; MOUNT; BILLINTON, 2006; VERMA; PANIGRAHI; BIJWE, 2010), condiciones de confiabilidad combinando la expansión transmisión-generación (ALIZADEH; JADID, 2011), condiciones de seguridad y de tipo ambiental (KAZEROONI; MUTALE, 2010), restricciones de mercado (LU; DONG; SAHA, 2006a), condiciones de confiabilidad y riesgo (CAMAC; BASTIDAS; NADIRA; DORTOLINA; MERRILL, 2010), condiciones de competencia (BALDICK; KAHN, 1993; DAVID; WEN, 2001; XU; DONG; WONG, 2003), y el beneficio obtenido por los diferentes agentes del mercado: generadores, carga y los encargados de la transmisión (TORRE; CONEJO; CONTRERAS, 2008). De otro lado, uno de los aspectos más críticos que afectan la libre competencia en los mercados eléctricos es el congestionamiento producido por las restricciones de la red, existen varios estudios que analizan el problema de congestionamiento en ambientes competitivos como en (SCOTT; HOGAN; POPE, 1997; FANG; DAVID, 1999; METTE; KURT, 2007; PAPALEXOPOULOS, 1997) y otros que consideran el congestionamiento en el problema de la transmisión como en (LU; DONG; SAHA, 2005, 2006b; SHRESTHA; FONSEKA, 2006) y que además incluyen contingencias (EGHBAL; SAHA; HASAN, 2011). Otros aspectos que afectan el planeamiento de la transmisión son la incertidumbre en la demanda y la generación futura (SILVA; RIDER; ROMERO, 2006; TOR; GUVEN; SHAHIDEHPUR, 2008), los que hacen análisis de confiabilidad incluyendo la incertidumbre en la demanda y generación futura (NEGRETE, 2010) ó que consideran incertidumbre en la demanda e incertidumbre en generación de energía renovable (YU; CHUNG; WONG, 2011). También trabajos que además de criterios de incertidumbre incluyen pérdidas en la red (ROMERO, 2007). Respecto a los escenarios de generación considerados, existen trabajos que no sólo consideran uno o un subconjunto de escenarios sino que exploran exhaustivamente el comportamiento de la red y el congestionamiento ante todos

los escenarios de generación factibles y determinan el costo límite que tendría la inversión en transmisión si ésta se planea considerando que puede aparecer cualquier escenario factible de generación (ESCOBAR, 2008). Con relación al periodo de tiempo analizado, el planeamiento puede realizarse en un horizonte de tiempo (tradicional) ó puede analizarse un periodo de interés en varios intervalos de tiempo (planeamiento de múltiples etapas) (HAFFNER, 2000; ESCOBAR; GALLEGO; ROMERO, 2004; SILVA; REZENDE; HONÓRIO; MANSO, 2011; ROCHA; SARAIVA; FRIAS, 2011). Luego, es de gran importancia la inclusión de restricciones que ayuden a disminuir el espacio de solución tanto en el planeamiento tradicional (GOMEZ, 2008; SOUSA; ASADA, 2011) como en el de múltiples etapas (VINASCO; RIDER; ROMERO, 2011).

2.4. Otros trabajos que consideran la expansión de la transmisión

De nuevo dentro del proceso de incorporación de aspectos económicos en el planeamiento de la transmisión, existen trabajos que consideran múltiples objetivos, como en (MAGHOULI; HOSSEINI; BUYGI; SHAHIDEHPOUR, 2009; FLORES; SALONGA; NERVES, 2011) que se considera costos de líneas, costos por congestión y análisis de confiabilidad; luego en (MAGHOULI; HOSSEINI; BUYGI; SHAHIDEHPOUR, 2011) se considera el costo de las líneas, costo de congestión y el beneficio social con planeamiento en múltiples etapas. Luego desde el punto de vista de mercados de electricidad, en (MOTAMEDI; ZAREIPOUR; BUYGI; ROSEHART, 2010) se considera la expansión en transmisión, la expansión en generación y el beneficio social; en (ZHAO; DONG; LINDSAY; WONG, 2009) se considera expansión en transmisión, incertidumbre en el mercado de electricidad y criterios de confiabilidad y seguridad; en (FAN; GAO; CHENG; ZHANG, 2011) se considera incertidumbre en el mercado de electricidad. De otro lado, en (KHODAEI; SHAHIDEHPOUR; KAMALINIA, 2010) además de la expansión generación-transmisión se incluye el despacho óptimo y en (MOLINA; RUDNICK, 2011) se utilizan múltiples objetivos utilizando búsqueda tabu, *Ordinal Optimization* y *Pareto Optimality*.

Otros trabajos además de incluir inversiones en transformadores y líneas de transmisión consideran dispositivos FACTS en la red para reducir la inversión en líneas de transmisión (MIASAKI, 2006). Otros consideran la nueva ubicación de subestaciones en el sistema y la expansión en transmisión (CEBECI; EREN; TOR; GÜVEN, 2011) y en (SEPASIAN; SEIFI; FOROUD; HOSSEINI; KABIR, 2006) proponen la ubicación de

subestaciones nuevas y la repotenciación de las existentes. También existen trabajos que consideran expandir la red de transmisión basados en posibles ataques terroristas (ARROYO; ALGUACIL; CARRION, 2010; ROMERO; XU; NOZICK; DOBSON; JONES, 2012) o basados en planeamiento espacial, es decir, incluyendo el entorno geográfico (SHU et al., 2012).

De otro lado, existen trabajos que además de expandir la red analizan elementos redundantes ó que influyen de forma negativa en la red, de forma que se haga posible su desconexión (SANTOS, 2007). Luego, aparece el planeamiento de la transmisión considerando reglas para diferentes zonas basado en sus intercambios de electricidad (BUIJS; BELMANS, 2012).

3 Modelos matemáticos utilizados para representar el problema de planeamiento

El modelamiento matemático de cualquier problema de la vida real consiste en representar lo más fielmente el comportamiento del proceso, definiendo todas las posibles variables del problema y encontrando todas aquellas interrelaciones que hacen que el modelo construido funcione de forma adecuada. El modelamiento se dificulta en la medida en que se desee una mejor aproximación al problema por medio de un ajuste más eficiente de las relaciones empleadas y de la adición de más variables y funciones. Por otro lado, la inclusión de muchas variables e interrelaciones en los problemas pueden hacerlos difíciles de resolver con las técnicas de solución existentes en la actualidad. Es necesario entonces definir las variables más importantes del problema, también denominadas variables principales, y aplicar técnicas de reducción de espacio de soluciones para las variables que deben ser consideradas. Otra idea importante es la de clasificar las variables según sus características con el propósito de obtener un mejor beneficio de sus particularidades.

Los organismos encargados de la planeación, en los diferentes países, deben determinar dónde, qué y cuántos elementos deben ser adicionados al sistema de tal forma que se cumplan las restricciones de operación, de demanda y de generación, al tiempo que se tenga un plan de inversiones de costo mínimo. De acuerdo a las características del problema ideal, se debería representar la red de transmisión a través del modelo de flujo de carga AC, sin embargo este modelo presenta algunas particularidades que dificultan su uso, como son: (1) Se dificulta la implementación con sistemas que contienen nodos aislados, ya que es común en la fase inicial del proceso de optimización del planeamiento de la transmisión tener cargas o generación futura no conexas, lo que genera inconvenientes en la convergencia del problema. Se debe esclarecer que no es el modelo matemático del flujo AC el que no permite obtener convergencia

en redes no conexas, sino las técnicas de programación no lineal necesarias para resolverlo, disponibles en la actualidad; y (2) se eligen prematuramente las alternativas de abastecimiento de potencia reactiva, dándole poca importancia al uso de nueva tecnología e información futura más acorde con la realidad.

En el problema de la expansión de la red de transmisión, el aspecto importante es la determinación de las rutas de transmisión que debe seguir la potencia activa del sistema. Desde este punto de vista, tradicionalmente se ha considerado el modelo de flujo de carga DC como el modelo ideal para realizar el planeamiento de largo plazo. El problema reactivo se deja para resolverlo en una fase posterior. Una vez determinadas las rutas óptimas de transmisión para los flujos DC, puede plantearse un nuevo problema que involucre aspectos asociados a la potencia reactiva y utilizar un flujo de carga AC a un número reducido de casos identificados por el problema de optimización que usa el modelo DC. En consecuencia, el modelo DC se utiliza para explorar exhaustivamente el espacio de soluciones en busca de las mejores alternativas de expansión, mientras que el modelo AC se utiliza para refinar la búsqueda de la mejor solución en subespacios reducidos de soluciones. Existen otros modelos derivados del modelo de flujo de carga DC que también resuelven el problema de forma eficiente, como el modelo lineal disyuntivo, el cual permite convertir un problema de PNLEM en un problema de programación lineal entero-mixto: PLEM, el cual es equivalente desde el punto de vista matemático pero resulta más fácil de resolver que el PNLEM. El modelo lineal disyuntivo es una representación lineal del modelo DC, mediante un proceso en el que se encuentran relaciones lineales para representarlo. Este modelo tiene la desventaja de tener un mayor número de variables pero la ventaja de ser lineal. Existen técnicas exactas que logran resolver este tipo de problemas para sistemas de pequeña y mediana complejidad. En esta investigación se usa un software público llamado GLPK. Este último resuelve problemas del tipo lineal entero mixto, el cual corresponde a la naturaleza del modelo lineal disyuntivo.

En esta investigación se utiliza el modelo DC y el lineal disyuntivo para representar la red de transmisión. De otro lado, para considerar la posibilidad de alterar el nivel de tensión de circuitos existentes, se utilizó un modelo especial para integrar un sistema de identificación de líneas redundantes o líneas que afectan el correcto funcionamiento de la red y que están presentes en la red base. El modelo considera retirar de la operación normal circuitos existentes (ESCOBAR; GALLEGO; TORO, 2009; ESCOBAR, 2008). De otro lado, también se utiliza un modelo conocido en la literatura como el *Modelo Híbrido Lineal*, sin embargo este último se relaja y utiliza en el sistema de

optimización como una estrategia heurística que hace parte del proceso de solución, lo cual se detallara en el capítulo (5).

3.1. Modelo DC con generación ficticia

El modelo DC es considerado ideal para trabajar en el problema de planeamiento de la expansión de la red de transmisión, y su desempeño ha sido probado una y otra vez en diferentes investigaciones reportadas en la literatura especializada (GALLEGO, 1997; RIDER; GARCIA; ROMERO, 2004; ROMERO; GALLEGO; MONTICELLI, 1998; ESCOBAR; ROMERO; GALLEGO, 2008; ESCOBAR; GALLEGO; ROMERO, 2004; ESCOBAR; GALLEGO; TORO, 2009). Este modelo considera las dos leyes de Kirchhoff y asume la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 \text{Min } v = & \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} + \alpha \sum_{i \in \Omega_1} r_i \\
 \text{s.a. } & \\
 & Sf + g + r = d \\
 & f_{ij} - (\theta_i - \theta_j) \gamma_{ij}^{eq} = 0 \\
 & |\theta_i - \theta_j| (n_{ij} + n_{ij}^o) \gamma_{ij} \leq \bar{f}_{ij} \\
 & 0 \leq g \leq \bar{g} \\
 & 0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \\
 & 0 \leq r \leq d \\
 & n_{ij} \text{ y } n_{ij}^o \text{ Entero} \\
 & \gamma_{ij}^{eq} \text{ Discreto} \\
 & f_{ij} \text{ y } \theta_j \text{ Irrestringido} \\
 & (i, j) \in \Omega
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

En el sistema (3.1), c_{ij} es el costo de adicionar un circuito en la rama $i - j$, Ω representa el conjunto de los corredores de transmisión existentes en la red base y corredores de transmisión nuevos, Ω_1 es el subconjunto de nodos de carga, α es un parámetro de penalización asociado a la potencia no servida, r es el vector de generadores artificiales, S es la matriz de incidencia nodo-rama del sistema eléctrico, f es el vector de flujos cuyos elementos representan el flujo total en el camino $i - j$, g es el vector de generaciones nodales, d es el vector de demandas nodales, γ_{ij}^{eq} es la susceptancia

equivalente en el corredor $i-j$, θ es el vector de ángulos nodales, \bar{f}_{ij} es el flujo máximo permitido para un circuito en el camino $i-j$, \bar{g} es el vector de máxima generación nodal, n_{ij} es el número de circuitos adicionados en la rama $i-j$, \bar{n}_{ij} es el número máximo de circuitos que pueden ser adicionados en la rama $i-j$, y n_{ij}^o es el número de circuitos existentes en la rama $i-j$ en la configuración base o inicial.

Las dos primeras restricciones del modelo representan la primera y segunda ley de Kirchhoff, el conjunto restante de restricciones son operativas o de inversión: límites de flujo de potencia por las líneas, límites en generación y límites de adición de circuitos. El problema es PNLEM, debido a la presencia de variables de tipo entera, como el número de circuitos adicionados en cada rama, y a la existencia de las restricciones correspondiente a la segunda ley de Kirchhoff, que son no lineales.

Las variables r_i representan los generadores artificiales o generadores ficticios que se adicionan al sistema original, en todos los nodos donde existe carga, con el propósito de suplir esta demanda en los casos en que la red de transmisión no tiene capacidad suficiente para transportar la potencia hacia dichos nodos. Esto facilita la solución del problema en los casos en que la red propuesta es insuficiente, y al mismo tiempo permite determinar la potencia que el sistema no está atendiendo. Estos generadores ficticios no operan cuando la red existente tiene capacidad suficiente, ya que su inclusión incrementaría el costo de la solución obtenida y el proceso de optimización los elimina automáticamente.

Para dar solución al problema de planeamiento de la transmisión el esquema de codificación más usual para una propuesta de inversión es la codificación entera.

n_{12}	n_{23}	n_{24}	n_{36}	n_{35}	n_{56}	n_{67}
1	0	2	1	0	1	1

Figura 1: Esquema de codificación de las variables de inversión.

La figura 1 muestra un ejemplo de codificación entera, utilizada usualmente cuando se utilizan técnicas metaheurísticas de optimización como el algoritmo genético y el algoritmo de búsqueda tabú, entre otros. En este ejemplo, el vector representa una propuesta de inversión, en la cual se propone la adición de un circuito en los corredores 1-2, 3-6, 5-6 y 6-7; la adición de dos circuitos en el corredor 2-4; y no se proponen adiciones en los corredores 2-3 y 3-5. El nombre de los corredores $i-j$ depende de los nombres de los nodos inicial y final del corredor, y la variable n_{ij} se utiliza para

designar la cantidad de adiciones propuestas por corredor.

Dada una propuesta de solución definida por un conjunto de valores n_{ij} , el modelo se reduce al siguiente problema de programación lineal:

$$\begin{aligned}
 \text{Min } v = & \alpha \sum_{i \in \Omega_1} r_i \\
 \text{s.a.} & \\
 & Sf + g + r = d \\
 & f_{ij} - (\theta_i - \theta_j) \gamma_{ij}^{eq} = 0 \\
 & |\theta_i - \theta_j| (n_{ij}^o + n_{ij}) \gamma_{ij} \leq \bar{f}_{ij} \\
 & 0 \leq g \leq \bar{g} \\
 & 0 \leq r \leq d \\
 & n_{ij} \text{ y } n_{ij}^o \text{ Enteros} \\
 & \gamma_{ij}^{eq} \text{ Discreto} \\
 & f_{ij} \text{ y } \theta_j \text{ Irrestringidos} \\
 & (i, j) \in \Omega
 \end{aligned} \tag{3.2}$$

El modelo resultante presentado en el sistema (3.2) se conoce como modelo de flujo de carga DC con generación ficticia, y a través de su solución es posible determinar si una propuesta de solución logra atender toda la demanda a pesar de la existencia de restricciones de transmisión. Si la demanda no atendida es cero la solución es adecuada. La existencia de generadores ficticios permite la convergencia del método en casos donde parte de la demanda del sistema no puede ser atendida por causa de las restricciones. Los generadores ficticios permiten determinar los nodos de carga de la red donde la demanda no es completamente atendida, y el valor de esta demanda.

3.2. Modelo DC que permite circuitos en paralelo de diferente reactancia

El modelo DC implementado en esta investigación tiene una variación con respecto al convencional. Este permite trabajar circuitos en paralelo de diferente reactancia. Su formulación matemática es como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned}
\text{Min } v = & \sum_{(i,j) \in \Omega} \sum_{k=1}^n c_{ij,k} n_{ij,k} + \alpha \sum_{i \in \Omega_1} r_i \\
\text{s.a. } & \\
& Sf + g + r = d \\
& f_{ij} - (\theta_i - \theta_j) \gamma_{ij,eq} = 0 \\
& |\theta_i - \theta_j| \leq \min \left\{ \frac{\bar{f}_{ij,1}}{\gamma_{ij,1}}, \frac{\bar{f}_{ij,2}}{\gamma_{ij,2}}, \dots, \frac{\bar{f}_{ij,k}}{\gamma_{ij,k}} \right\} \\
& 0 \leq g \leq \bar{g} \\
& 0 \leq n_{ij,k} \leq \bar{n}_{ij,k} \\
& 0 \leq r \leq d \\
& \gamma_{ij,eq} = \sum_{k=1}^n (n_{ij,k} + n_{ij,k}^o) \gamma_{ij,k} \\
& n_{ij,k}, n_{ij,k}^o \quad \text{Entero} \\
& \gamma_{ij,eq} \quad \text{Discreto} \\
& f_{ij}, \theta_i, g_i \quad \text{Irrestringido} \\
& \forall (i, j) \in \Omega
\end{aligned} \tag{3.3}$$

En el sistema (3.3), $n_{ij,k}$ es el número de adiciones propuestas entre los nodos $i - j$ usando un circuito con reactancia k . La única diferencia del modelo presentado en el sistema (3.3) con respecto al modelo presentado en el sistema (3.1) aparece en la segunda ley de Kirchhoff. En esta última se restringe la diferencia angular según la mínima relación entre la capacidad de potencia de los circuitos utilizados y su susceptancia. La capacidad de transmisión de un corredor que posee circuitos de reactancia diferente queda limitada por el circuito con menor relación $\frac{\bar{f}_{ij,k}}{\gamma_{ij,k}}$. La principal consecuencia de colocar circuitos en paralelo con relación $\frac{\bar{f}_{ij,k}}{\gamma_{ij,k}}$ diferente, es que algunos circuitos quedan limitados en su operación a un valor inferior al que podrían alcanzar si operaran en paralelo con circuitos de igual reactancia y capacidad, dando origen a costos encallados o costos hundidos.

Si se tiene una propuesta de solución definida por un conjunto de valores $n_{ij,k}$, el

modelo se reduce al siguiente problema de programación lineal:

$$\begin{aligned}
 \text{Min } v = & \alpha \sum_{i \in \Omega_1} r_i \\
 \text{s.a. } & \\
 & Sf + g + r = d \\
 & f_{ij} - (\theta_i - \theta_j) \gamma_{ij,eq} = 0 \\
 & |\theta_i - \theta_j| \leq \min \left\{ \frac{\bar{f}_{ij,1}}{\gamma_{ij,1}}, \frac{\bar{f}_{ij,2}}{\gamma_{ij,2}}, \dots, \frac{\bar{f}_{ij,k}}{\gamma_{ij,k}} \right\} \\
 & 0 \leq g \leq \bar{g} \\
 & 0 \leq r \leq d \\
 & \gamma_{ij,eq} = \sum_{k=1}^n (n_{ij,k} + n_{ij,k}^o) \gamma_{ij,k} \text{ Discreto} \\
 & n_{ij,k}, n_{ij,k}^o \text{ Entero} \\
 & f_{ij}, \theta_i, g_i \text{ Irrestringido} \\
 & \forall (i, j) \in \Omega
 \end{aligned} \tag{3.4}$$

Donde $n_{ij,k}$, significa la inversión en el corredor $i - j$, con reactancia k , y $n_{ij,k}^o$ el número de circuitos en el corredor $i - j$, con reactancia k , existentes en la red inicial.

El modelo se implementó de esta forma, para que tuviera la posibilidad de evaluar propuestas con circuitos en paralelo, de reactancia diferente, existentes en la red actual. Para los circuitos nuevos se parte del supuesto de que no se permite la conexión de circuitos de relación $\frac{\bar{f}_{ij,k}}{\gamma_{ij,k}}$ diferente, en paralelo, ya que esto produce respuestas de peor calidad que las que se presentan cuando todos los circuitos conectados en paralelo son de idénticas características.

Adicionalmente, se agregan al modelo las siguientes restricciones:

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij,k} + n_{ij,k}^o) \bar{f}_{ij} \tag{3.5}$$

Las variables duales asociadas a las restricciones del tipo (3.5) permiten identificar cuales corredores están en el límite de transferencia de potencia activa en el sistema.

3.3. Modelo DC que considera alternativas de nivel de tensión en circuitos nuevos

Al modelo DC con generación ficticia presentado en la sección 3.2, se le agrega la posibilidad de considerar alternativas de tensión para los corredores de transmisión nuevos. En esta investigación se implementa y propone el modelo mostrado en (3.6). En este modelo se conserva el nivel de tensión de los corredores existentes en la red base. Mas adelante, en este mismo capítulo, se presenta el modelo que considera la modificación de la tensión en los corredores de la red existente.

$$\begin{aligned}
 \text{Min } v = & \sum_{(i,j) \in \Omega_2} \sum_{k=1}^{nk} c_{ij,k} n_{ij,k} + \sum_{(i,j) \in \Omega_3} c''_{ij} n''_{ij} + \alpha \sum_{i \in \Omega_1} r_i \\
 \text{s.a. } & \\
 & S^o f^o + S' f' + g + r = d \\
 & f_{ij}^o - (\theta_i - \theta_j) \gamma_{ij,eq}^o = 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega_2 \\
 & f'_{ij,t} - (\theta_i - \theta_j) \gamma'_{ij,t} n'_{ij,t} Y_{ij,t} = 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega_3; t = 1, 2, 3, \dots, nt \\
 & \sum_{t=1}^{nt} Y_{ij,t} = 1 \quad \forall (i,j) \in \Omega_3 \\
 & |\theta_i - \theta_j| \leq \min \left\{ \frac{\bar{f}_{ij,k}^o}{\gamma_{ij,k}^o} \right\} \quad \forall (i,j) \in \Omega_2 \\
 & |\theta_i - \theta_j| \leq \min \left\{ \frac{\bar{f}'_{ij,1}}{\gamma'_{ij,1}} + M(1 - Y_{ij,1}), \dots, \frac{\bar{f}'_{ij,nt}}{\gamma'_{ij,t}} + M(1 - Y_{ij,nt}) \right\} \\
 & \quad \forall (i,j) \in \Omega_3 \\
 & 0 \leq g \leq \bar{g} \\
 & 0 \leq \sum_{k=1}^{nk} n_{ij,k}^o + \sum_{k=1}^{nk} n_{ij,k} \leq \bar{n}_{ij} \\
 & 0 \leq n''_{ij} \leq \bar{n}'_{ij} \\
 & 0 \leq r \leq d \\
 & n''_{ij} = \sum_{t=1}^{nt} n'_{ij,t} Y_{ij,t} \\
 & c''_{ij} = \sum_{t=1}^{nt} c'_{ij,t} Y_{ij,t} \\
 & \gamma_{ij,eq}^o = \sum_{k=1}^{nk} (n_{ij,k} + n_{ij,k}^o) \gamma_{ij,k}^o \quad \forall (i,j) \in \Omega_2 \\
 & Y_{ij,t} \in \{0, 1\}
 \end{aligned} \tag{3.6}$$

$n_{ij,k}, n_{ij,k}^o, n'_{ij,t}, n''_{ij}$	Entero
$\gamma_{ij,eq}^o, \gamma'_{ij,t}$	Discreto
$f_{ij}^o, f'_{ij,t}, \theta_i, g_i$	Irrestringido

En el sistema (3.6), Ω_1 es el subconjunto de los índices de los nodos donde existe carga, Ω_2 es el conjunto de todos los índices ij de los corredores existentes en la red base, Ω_3 es el conjunto de todos los índices ij de los corredores no existentes en la red base (nuevos), f_{ij}^o es el flujo de potencia activa total en el camino $i - j$ que pertenece a la red base, $f'_{ij,t}$ es el flujo de potencia activa total en el camino $i - j$, con nivel de tensión t y que pertenece a la red no existente, $c_{ij,k}$ es el costo de adicionar un circuito en la rama $i - j$ con un circuito de reactancia tipo k y que pertenece a la red base, $n_{ij,k}$ es el número de adiciones propuestas en el camino $i - j$ que pertenece a la red base y usa un circuito con reactancia tipo k , nt es el número de niveles de tensión considerados en el problema, $c'_{ij,t}$ es el costo de adicionar un circuito en la rama $i - j$, con nivel de tensión t y que pertenece a la red no existente, $n'_{ij,t}$ es el número de adiciones propuestas en el camino $i - j$, con nivel de tensión t y que pertenece a la red no existente, $Y_{ij,t}$ es una variable binaria, con valor $Y_{ij,t} = 0$ si el nivel de tensión t en el camino $i - j$ no está propuesto y $Y_{ij,t} = 1$ si está propuesto el nivel de tensión t en el camino $i - j$, la variable $Y_{ij,t}$ sólo está definida para los corredores de transmisión nuevos, $\gamma_{ij,eq}^o$ es la susceptancia equivalente en el corredor $i - j$ y que pertenece a la red base, $\gamma'_{ij,t}$ es la susceptancia en el corredor $i - j$ de nivel de tensión t y que pertenece a la red no existente, $\bar{f}_{ij,k}^o$ es el flujo máximo permitido para un circuito en el camino $i - j$ con reactancia tipo k en la red base, $\bar{f}'_{ij,t}$ es el flujo máximo permitido para un circuito en el camino $i - j$ con nivel de tensión t en la red no existente, f^o es un vector cuyos componentes son los f_{ij}^o , y f' es un vector cuyos componentes son los $f'_{ij,t}$.

En este modelo es importante hacer las siguientes aclaraciones:

- M , es un parámetro que se define *a priori* de gran tamaño, para establecer un control en la segunda ley de Kirchhoff para los límites de la abertura angular. Sólo aplica a los circuitos candidatos que pertenecen al conjunto de líneas de la red no existente.
- El grupo de restricciones $f'_{ij,t} - (\theta_i - \theta_j)\gamma'_{ij,t}n'_{ij,t}Y_{ij,t} = 0$, representa la segunda ley de Kirchhoff aplicada al conjunto de reactancias de cada corredor de transmisión nuevo, conectada entre los nodos $i - j$ a nivel de tensión t . Si el

nivel de tensión t está seleccionado, el valor de $Y_{ij,t} = 1$, y se aplica la segunda ley de Kirchhoff al corredor. Si $Y_{ij,t} = 0$ no se aplica la segunda ley de Kirchhoff a dicho corredor y, adicionalmente, obliga a que el flujo $f'_{ij,t}$ sea cero.

- La restricción $\sum_{t=1}^{nt} Y_{ij,t} = 1$, garantiza que por cada corredor de transmisión nuevo $i - j$, sólo pueda seleccionarse un nivel de tensión t_k del subconjunto de nt niveles posibles. Esto es independiente de que se hagan o no propuestas de adición en este corredor a este nivel de tensión, es decir, puede estar activada la alternativa de tensión t_k para un determinado corredor $i - j$ y no existir propuestas de adición en dicho corredor.
- $|\theta_i - \theta_j| \leq \min \left\{ \frac{\bar{f}'_{ij,1}}{\gamma_{ij,1}} + M(1 - Y_{ij,1}), \dots, \frac{\bar{f}'_{ij,nt}}{\gamma_{ij,t}} + M(1 - Y_{ij,nt}) \right\}$, limita la abertura angular y a su vez el flujo de potencia en el camino $i - j$ que no pertenece a la red base. El término $M(1 - Y_{ij,t})$ se hace cero para el corredor $i - j$ al nivel de tensión seleccionado para dicho corredor: $Y_{ij,t_k} = 1$, convirtiendo la expresión en: $|\theta_i - \theta_j| \leq \min \left\{ \frac{\bar{f}'_{ij,t_k}}{\gamma_{ij,t_k}} \right\}$, ya que los demás términos asumen valores muy grandes porque para ellos $Y_{ij,t_k} = 0$, y la función usada selecciona el menor valor.
- El sistema (3.6) permite adiciones sobre los corredores de transmisión existentes en la red inicial pero conserva el nivel de tensión de dichos corredores. En estos casos puede ocurrir que la red existente tenga circuitos en paralelo de reactancias diferentes. Si este fuera el caso, la abertura angular de los corredores queda limitada por el circuito que tenga menor relación $\frac{\bar{f}^o_{ij,k}}{\gamma^o_{ij,k}}$.
- El uso de la función \min en la restricción de abertura angular para los circuitos de la red base y los circuitos de la red no existente, tienen un significado diferente. En la red base limitan el flujo de potencia en corredores que tengan circuitos en paralelo de diferente reactancia. En los circuitos de la red no existente, la función \min selecciona la segunda ley de Kirchhoff asociada al nivel de tensión t_k seleccionado.
- La restricción $n''_{ij} = \sum_{t=1}^{nt} n'_{ij,t} Y_{ij,t}$ elimina de la propuesta de adición del corredor $i - j$ aquellas propuestas realizadas a niveles de tensión diferentes del nivel de tensión t_k seleccionado, y sólo deja activas las propuestas realizadas al nivel de tensión t_k . Esto sólo aplica en los corredores de transmisión nuevos.
- La restricción $c''_{ij} = \sum_{t=1}^{nt} c'_{ij,t} Y_{ij,t}$ elimina de la propuesta de adición del corredor $i - j$ los costos de las propuestas realizadas a niveles de tensión

diferentes del nivel de tensión t_k seleccionado, y sólo deja activo el costo de las propuestas realizadas al nivel de tensión t_k . Esto sólo aplica en los corredores de transmisión nuevos.

- El modelo (3.6), para una propuesta de inversión en transmisión, al igual que el modelo DC con generación ficticia, también se reduce a un problema de programación lineal.

3.4. Modelo Lineal Disyuntivo

El modelo lineal disyuntivo, al igual que el Modelo DC, sirve para caracterizar el comportamiento de la red de transmisión en el problema de planeamiento de la expansión. Un aspecto importante de este modelo es que presenta la misma solución óptima del modelo DC, a través de un sistema equivalente que linealiza el modelo DC convencional. El modelo está representado por el sistema (3.7):

$$\begin{aligned}
 \text{Min } v = & \sum_{(i,j) \in \Omega} \sum_{k \in \Omega_1} c_{ij} y_{ij,k} + \alpha \sum_{i \in \Omega_2} r_i \\
 \text{s.a. } & \\
 & S_o f^o + S_1 f^1 + g + r = d \\
 & f_{ij}^o - \gamma_{ij}^o (\theta_i - \theta_j) n_{ij}^o = 0 \quad \forall (i, j) \in \Omega_3 \\
 & f_{ij,k}^1 - \gamma_{ij,k}^1 (\theta_i - \theta_j) \leq M(1 - y_{ij,k}) \\
 & f_{ij,k}^1 - \gamma_{ij,k}^1 (\theta_i - \theta_j) \geq -M(1 - y_{ij,k}) \\
 & 0 \leq r \leq d \\
 & 0 \leq g \leq \bar{g} \\
 & y_{ij} \in \{0, 1\} \quad \forall (i, j) \in \Omega_1 \\
 & f_{ij}^o, f_{ij}^1, \theta_i, g_i, r_i \quad \text{Irrestringido}
 \end{aligned} \tag{3.7}$$

Donde M es un parámetro con un valor muy grande, incluido en el proceso de linealización; Ω representa el conjunto de los corredores de transmisión existentes en la red base y corredores de transmisión nuevos, Ω_1 representa el numero de circuitos posibles en cada corredor, Ω_2 es el conjunto de nodos de carga; Ω_3 es el conjunto de circuitos existentes en la red base; $y_{ij,k}$ es una variable binaria que representa la adición de un circuito en la posición k del corredor $i - j$, con valor "1" en el caso de adición y "0" en el caso contrario; S_o es la matriz de incidencia nodo-rama de los circuitos

existentes en la configuración base con flujos f_o y S_1 es la matriz de incidencia de ramas de los circuitos candidatos considerados como variables binarias y con flujos f_1 .

Se deben hacer las siguientes aclaraciones en el modelo:

- La restricción $S_o f_o + S_1 f_1 + g + r = d$, representa de manera compacta a todas las restricciones asociadas a la primera ley de Kirchhoff, cuando ésta se aplica a los nb nodos del sistema. Todas son restricciones lineales de igualdad.
- La restricción $f_{ij}^o - \gamma_{ij}^o(\theta_i - \theta_j)n_{ij}^o = 0$ representa la segunda ley de Kirchhoff aplicada a los n_{ij}^o circuitos existentes en el corredor $i - j$ de la red actual. En esta expresión γ_{ij}^o representa la susceptancia de un circuito que hace parte del camino $i - j$ y se asume que todos los circuitos tienen la misma reactancia y la misma capacidad. S_o es la matriz de incidencia nodo-rama de los circuitos existentes en la configuración base.
- El grupo de restricciones $|f_{ij,k}^1 - \gamma_{ij,k}^1(\theta_i - \theta_j)| \leq M(1 - y_{ij,k})$, representan la segunda ley de Kirchhoff para cada circuito candidato que ha sido seleccionado para adición. Es decir, si el elemento $y_{ij,k}$ asume el valor 1. Si el elemento $y_{ij,k}$ no es seleccionado para adición, entonces $y_{ij,k} = 0$ y no se aplica la segunda ley de Kirchhoff.

Una descripción más detallada del modelo lineal disyuntivo se encuentra en (ESCOBAR; ROMERO; GALLEGU, 2010).

3.5. Modelamiento matemático incluyendo la posibilidad de retirar líneas de transmisión

En el modelamiento matemático tradicional del problema de planeamiento, la idea principal es identificar las líneas y transformadores que deben ser adicionados a la red actual para que el sistema opere adecuadamente bajo las condiciones de generación y demanda futura. Este planeamiento parte del supuesto de que todos los elementos existentes en la red actual hacen parte de la solución óptima futura. En ese contexto no existe la posibilidad de retirar elementos existentes en la topología inicial. Adicionalmente, ciertas líneas pudieron haber sido adicionadas al sistema en el pasado en otro contexto diferente al de operación normal.

En esta sección se propone un modelo para el problema de planeamiento considerando la retirada de líneas de transmisión, lo que será denominado planeamiento considerando desplanificación. La idea de desplanificar es valorar la potencialidad de obtener una mejor solución para una red futura considerando la posibilidad de retirar de operación normal algunos circuitos existentes en la topología inicial.

Es conocido tanto formal como informalmente (FISHER; O'NEILL; FERRIS, 2008), que los operadores de los sistemas eléctricos modifican la topología de la red para mejorar perfiles de tensión (SHAO; VITTAL, 2005), incrementar la capacidad de transferencia de potencia (GRANELLI; MONTAGNA; ZANELLINI, 2006), ajustar el despacho de generación, alterar la relación producción-consumo de potencia reactiva, reducir costos de operación, reducir pérdidas de potencia y mejorar la seguridad del sistema (SCHNYDER; GLAVITSCH, 1990), entre otros. Con base en esta idea, en este trabajo, se evalúa la posibilidad de no solo retirar elementos de la operación normal, sino también, cambiar su nivel de tensión, para mejorar el desempeño de la red y reducir costos operativos. El resultado del modelo propuesto para desplanificación combinado con la metodología de cambio de nivel de tensión se presenta más adelante.

Puede no ser evidente que al retirar elementos de la red actual se produzca un mejor desempeño en la red futura, especialmente si se asume que la red actual fue obtenida mediante un proceso de optimización o fue adecuadamente planeada. Se puede probar que un planeamiento que es realizado a partir de considerar la retirada de la operación normal de algunas líneas de la red actual, produce soluciones con menor costo de inversión que el planeamiento que usa todos los elementos de la red inicial. Existe una explicación por la cual una red de transmisión actual puede representar una solución inicial de pobre calidad para un problema nuevo: los escenarios de generación y carga considerados en el proceso de optimización. Para un sistema estudiado, la red óptima cambia, dependiendo de hacia dónde están direccionados los escenarios de generación y carga futuros.

Pruebas experimentales muestran que, para un sistema eléctrico, diferentes escenarios de generación/carga producen diferentes configuraciones óptimas de la red (ESCOBAR, 2008). Los escenarios de generación/carga futuros son inciertos y no pueden ser previstos con precisión y seguridad. Los planes de expansión se realizan con base en estos escenarios. En consecuencia, la red actual no se comporta según las predicciones de los estudios de expansión pasados y su desempeño es en realidad el resultado de discontinuidades, rupturas e inflexiones de los escenarios considerados en un pasado,

altamente influenciado por los comportamientos de los diversos agentes participantes, tanto en el lado de la oferta como en el lado de la demanda.

Se debe aclarar que el proceso de desplanificación debe incluir estudios adicionales de seguridad, porque al retirar líneas del sistema se puede disminuir la confiabilidad del sistema. En este trabajo se explora la desplanificación como un proceso en el cual es posible reducir costos y tener la posibilidad de modificar los niveles de tensión existentes. De otro lado, la confiabilidad del sistema es otro aspecto del problema que requiere ser incluido y que no se consideró en esta investigación.

Desde el punto de vista del problema de optimización, que resulta al considerar la desplanificación, este es un problema de programación no lineal con variables enteras y continuas (PNL-EM), de difícil solución. Con el propósito de encontrar soluciones de excelente calidad de forma eficiente, resulta necesario aplicar técnicas de solución robustas como las denominadas técnicas de optimización metaheurísticas (ROMERO; GALLEGO; MONTICELLI, 1998; GALLEGO; MONTICELLI; ROMERO, 2000).

3.5.1. Modelo que considera retirar elementos existentes en la red actual

La propuesta de modelamiento matemático utilizado para considerar el retiro de operación de circuitos existentes en la topología base, en el problema de planeamiento tradicional es el siguiente:

$$\begin{aligned}
 \text{Min } v = & \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} + \alpha \sum_{i \in \Omega_1} r_i \\
 \text{s.a. } & \\
 & Sf + g + r = d \\
 & f_{ij} - (\theta_i - \theta_j) \gamma_{ij,eq} = 0 \\
 & |f_{ij}| \leq (n_{ij} + n'_{ij}) \bar{f}_{ij} \\
 & 0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \\
 & 0 \leq n'_{ij} \leq n^o_{ij} \\
 & 0 \leq g \leq \bar{g}
 \end{aligned} \tag{3.8}$$

$$\begin{aligned}
0 &\leq r \leq d \\
\gamma_{ij,eq} &= (n_{ij} + n'_{ij})\gamma_{ij} \\
n_{ij}, n^o_{ij} &\quad \text{Entero} \\
\gamma_{ij,eq} &\quad \text{Discreto} \\
f_{ij}, \theta_j, g_i &\quad \text{Irrestringido} \\
\forall (i, j) &\in \Omega
\end{aligned}$$

Donde ya fueron definidas anteriormente todas las cantidades y relaciones, en el modelo DC convencional, con excepción de la nueva variable de decisión n'_{ij} . Esta variable representa las líneas existentes en cada corredor de la red inicial y les asigna un costo de inversión de valor cero. n'_{ij} puede asumir un valor máximo n^o_{ij} . Esto quiere decir que el proceso de planeamiento de la expansión con desplanificación no considera los circuitos existentes pero los deja como alternativas. Cuando el plan de expansión utiliza circuitos que ya existen en la red real, los incluye con costo cero. Este modelo construido para desplanificación puede adecuarse para considerar la opción de líneas en paralelo de diferente reactancia.

Como ya se comentó antes, en esta propuesta de modelamiento matemático no existen líneas en la red base, y existe un nuevo tipo de línea que ingresa con costo igual a cero. Por tanto, si todas las líneas existentes en la red actual son importantes para la operación del sistema eléctrico futuro, las nuevas variables $n'_{ij,k}$ resultan iguales a $n^o_{ij,k}$. Sin embargo, si alguna línea existente afecta la operación adecuada de la red eléctrica futura entonces se debe cumplir en la solución que $n'_{ij,k} < n^o_{ij,k}$. Después de resolver el problema podemos identificar las líneas retiradas del sistema mediante la relación $n''_{ij,k} = n^o_{ij,k} - n'_{ij,k}$.

En general pueden identificarse tres diferentes grupos de líneas entre las existentes:

- Líneas que son fundamentales para la operación adecuada del sistema eléctrico futuro.
- Líneas que no son fundamentales para la operación del sistema eléctrico futuro pero que pueden permanecer en el sistema de transmisión ya que son irrelevantes desde el punto de vista de la operación normal, pero pueden resultar importantes en otro contexto del planeamiento. Por ejemplo desde el punto de vista de la seguridad del sistema eléctrico futuro.

- Líneas de transmisión que afectan negativamente la operación adecuada del sistema eléctrico futuro.

En este trabajo el modelo construido no incentiva la permanencia o no de los elementos irrelevantes. Sin embargo, el modelo puede modificarse para favorecer una de las dos condiciones (ESCOBAR, 2008).

3.5.2. Modelo que considera retirar elementos existentes o modificar su nivel de tensión

A continuación se muestra el modelo que se propone en esta investigación para resolver el problema de planeamiento de la expansión del sistema de transmisión que considera retirar circuitos existentes en la red actual, permite alternativas de tensión en los corredores de transmisión nuevos y adicionalmente permite modificar los niveles de tensión de circuitos existentes en la red base. Si en la red base existen reactancias en paralelo de diferente valor, puede incluir su efecto y evalúa la posibilidad de retirar elementos en paralelo de diferente reactancia. Este modelo presenta la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 \text{Min } v = & \sum_{(i,j) \in \Omega_2} \sum_{k=1}^{nk} c'_{ij,k,t_o} n'_{ij,k,t_o} Y_{ij,t_o} + \sum_{(i,j) \in \Omega} c''_{ij} n''_{ij} + \alpha \sum_{i \in \Omega_1} r_i \\
 \text{s.a. } & \\
 & Sf + S'f' + g + r = d \\
 & f'_{ij} - (\theta_i - \theta_j) \gamma'_{ij,eq} Y_{ij,t_o} - (\theta_i - \theta_j) \gamma_{ij,t} n_{ij,t} Y_{ij,t} = 0 \\
 & \quad \forall (i,j) \in \Omega_2, \quad t = 1, \dots, nt. \quad \text{Con } t \neq t_o \\
 & f_{ij} - (\theta_i - \theta_j) \gamma_{ij,t} n_{ij,t} Y_{ij,t} = 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega_3; \quad t = 1, 2, 3, \dots, nt. \\
 & \sum_{t=1}^{nt} Y_{ij,t} = 1 \quad \forall (i,j) \in \Omega \\
 & |\theta_i - \theta_j| \leq Y_{ij,t_o} \left[\min \left\{ \frac{\bar{f}'_{ij,k,t_o}}{\gamma'_{ij,k,t_o}} \right\} \right] + (1 - Y_{ij,t_o}) \left[\min \left\{ \frac{\bar{f}_{ij,t}}{\gamma_{ij,t}} + M(1 - Y_{ij,t}) \right\} \right] \\
 & \quad \forall (i,j) \in \Omega_2, \quad t = 1, \dots, nt. \quad \text{con } t \neq t_o \\
 & |\theta_i - \theta_j| \leq \min \left\{ \frac{\bar{f}'_{ij,1}}{\gamma'_{ij,1}} + M(1 - Y_{ij,1}), \dots, \frac{\bar{f}'_{ij,nt}}{\gamma'_{ij,nt}} + M(1 - Y_{ij,nt}) \right\} \quad \forall (i,j) \in \Omega_3
 \end{aligned} \tag{3.9}$$

$$\begin{aligned}
n_{ij}'' &= \sum_{t=1}^{nt} n_{ij,t} Y_{ij,t} \\
c_{ij}'' &= \sum_{t=1}^{nt} c_{ij,t} Y_{ij,t} \\
0 &\leq g \leq \bar{g} \\
0 &\leq \sum_{k=1}^{nk} n_{ij,k,t_o}' \leq \bar{n}_{ij,k,t_o}' \\
0 &\leq n_{ij,t} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_3 \\
0 &\leq Y_{ij,t_o} \left\{ \sum_{k=1}^{nk} n_{ij,k,t_o}' + \sum_{k=1}^{nk} n_{ij,k,t_o}' \right\} + Y_{ij,t} n_{ij,t} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_2 \\
&\quad t = 1, \dots, nt. \text{ con } t \neq t_o \\
0 &\leq r \leq d \\
\gamma_{ij,eq}' &= \sum_{k=1}^{nk} (n_{ij,k,t_o}' + n_{ij,k,t_o}^{o'}) \gamma_{ij,k,t_o}' \quad \forall (i, j) \in \Omega_2 \\
Y_{ij,t_o} &\in \{Y_{ij,t}\}, Y_{ij,t} \in \{0, 1\} \\
t_o, &\text{ nivel de tensión predefinido en } \Omega_2 \\
n_{ij,k,t_o}', n_{ij,k,t_o}^{o'}, n_{ij,t}, n_{ij}'' &\text{ entero} \\
\gamma_{ij,eq}', \gamma_{ij,t}' &\text{ discreto} \\
f_{ij}', f_{ij,t}, \theta_i, g_i &\text{ irrestricto}
\end{aligned}$$

En el modelo (3.9) ya fueron definidas anteriormente todas las relaciones y cantidades. Sin embargo, se aclara que para este modelo, $n_{ij,t}$ es el número de adiciones propuestas en el camino $i - j$ con nivel de tensión t , independientemente de que pertenezca a un corredor de transmisión nuevo o existente, n_{ij,k,t_o}' representa las líneas existentes en cada corredor de la red inicial con reactancia de tipo k , con nivel de tensión t_o y con un costo de inversión de valor cero, porque ya existen, n_{ij,k,t_o}' representa las líneas nuevas que se pueden adicionar en cada corredor de la red inicial con reactancia de tipo k , con nivel de tensión t_o y con un costo de inversión diferente de cero y Ω conforma un único banco de inversiones elegibles. De otro lado, el modelo construido no incentiva la permanencia o no de los elementos irrelevantes y sus niveles de tensión.

En este modelo es importante hacer las siguientes aclaraciones:

- f' , es el vector de flujos de potencia, cuyos componentes son los f_{ij}' , que pertenecen a adiciones de componentes en la red considerada base. De otro

lado, f , es el vector de flujos de potencia, cuyos componentes son los f_{ij} , que pertenecen a corredores de transmisión considerados nuevos.

- En la restricción $f'_{ij} - (\theta_i - \theta_j)\gamma'_{ij,eq}Y_{ij,t_o} - (\theta_i - \theta_j)\gamma_{ij,t}n_{ij,t}Y_{ij,t} = 0$, la función de Y_{ij,t_o} y $Y_{ij,t}$ es aplicar la segunda ley de Kirchhoff al tipo de adición correspondiente, es decir, si se sugiere conservar el nivel de tensión predefinido en la red base, es porque existen propuestas del tipo n'_{ij,k,t_o} y/o n'_{ij,k,t_o} , además $Y_{ij,t_o} = 1$ y $Y_{ij,t} = 0$ para todo $t \neq t_o$, de otro lado, si se sugiere cambiar el nivel de tensión entonces existen propuestas del tipo $n_{ij,t}$ y $Y_{ij,t} = 1$ para el nivel de tensión t diferente de t_o y $Y_{ij,t_o} = 0$.
- $f_{ij} - (\theta_i - \theta_j)\gamma_{ij,t}n_{ij,t}Y_{ij,t} = 0$, aplica la segunda ley de Kirchhoff a corredores en la red considerada nueva.
- $|\theta_i - \theta_j| \leq Y_{ij,t_o} \left[\min \left\{ \frac{\bar{f}'_{ij,k,t_o}}{\gamma'_{ij,k,t_o}} \right\} \right] + (1 - Y_{ij,t_o}) \left[\min \left\{ \frac{\bar{f}_{ij,t}}{\gamma_{ij,t}} + M(1 - Y_{ij,t}) \right\} \right]$, aplica el límite de abertura angular en los corredores de la red base, dependiendo del tipo de adición, es decir, si se sugiere conservar el mismo nivel de tensión, entonces $Y_{ij,t_o} = 1$, dejando el límite de abertura angular impuesto por la relación $\min \left\{ \frac{\bar{f}'_{ij,k,t_o}}{\gamma'_{ij,k,t_o}} \right\}$ para líneas que pertenecen a la red base de diferente reactancia. De otro lado, si se selecciona otro nivel de tensión, entonces $Y_{ij,t_o} = 0$, y la abertura angular se limita según el nivel de tensión propuesto con la relación $\frac{\bar{f}_{ij,t}}{\gamma_{ij,t}}$, ya que la cantidad $M(1 - Y_{ij,t})$ sera igual a cero para el nivel de tensión t elegido.
- $|\theta_i - \theta_j| \leq \min \left\{ \frac{\bar{f}'_{ij,1}}{\gamma'_{ij,1}} + M(1 - Y_{ij,1}), \dots, \frac{\bar{f}'_{ij,nt}}{\gamma'_{ij,t}} + M(1 - Y_{ij,nt}) \right\}$, limita la abertura angular en los corredores de transmisión nuevos, imponiendo como límite la relación $\frac{\bar{f}'_{ij,nt}}{\gamma'_{ij,nt}}$ para el nivel de tensión t .
- El modelo (3.9), para una propuesta de inversión en transmisión, al igual que el modelo DC con generación ficticia, también se reduce a un problema de programación lineal.

3.6. Modelo Híbrido Lineal continuo

En la investigación se utiliza un modelo adicional, denominado híbrido lineal continuo, que asume la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 \text{Min } v &= \sum c_{ij} n_{ij} \\
 \text{s.a.} \quad & Sf' + B_o \theta_o + g = d \\
 & |\theta_i - \theta_j| \leq \bar{\theta}_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_1 \\
 & |f'_{ij}| \leq \bar{f}_{ij} n_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega \\
 & 0 \leq g_i \leq \bar{g} \\
 & n_{ij} \geq 0 \\
 & f_{ij} \text{ Irrestringido} \\
 & \theta_j, g_i \text{ Irrestringido}
 \end{aligned} \tag{3.10}$$

En el sistema (3.10), los circuitos de la red base deben satisfacer las dos leyes de Kirchhoff y las restricciones de límites de flujo de potencia. Los circuitos de la red que utilizan los corredores nuevos deben satisfacer únicamente la primera ley de Kirchhoff. Adicionalmente se permite adiciones fraccionarias para las variables de inversión. En este modelo S es la matriz de incidencia de ramas de la red artificial, f' es el vector de flujos en los corredores artificiales formado por los elementos f'_{ij} , f'_{ij} es el flujo de potencia a través del circuito artificial en el corredor $i - j$, B_o es la matriz de susceptancias de los circuitos existentes en la topología base, θ_o es el vector de ángulos nodales de tensión en la configuración base, n_{ij} es el número de circuitos que deben ser adicionados para que el sistema opere correctamente, c_{ij} es el costo de adicionar un circuito en el corredor $i - j$, g_i es la generación en el nodo i , d es el vector de demanda nodal, Ω_1 es el subconjunto de corredores de la red existente y Ω es el subconjunto de corredores de la red existente y artificial.

El modelo (3.10) es denominado continuo, debido a que el modelo híbrido lineal, en su forma básica (ESCOBAR; ROMERO; GALLEGOS, 2010), tiene la condición de variable tipo entera para n_{ij} con sus respectivos límites.

Al resolver el problema de planeamiento de la expansión, usando el modelo anterior, se determina el número de circuitos que deben adicionarse a la red para solucionar el

sistema. Debe observarse que al no exigir la condición de entero para las variables n_{ij} , la solución puede entregar valores de adiciones fraccionarias para varios corredores.

El modelo presentado en (3.10), es utilizado mas adelante como un indicador de sensibilidad, como se vera en el capítulo 5.

4 *Algoritmo Genético*

El algoritmo genético (AG) es una técnica adaptativa ampliamente usada para resolver problemas de optimización PNLEM del tipo NP-completo. El problema de planeamiento de la expansión tradicional está clasificado en esta categoría de problemas. En estos casos las técnicas exactas no son efectivas (no encuentran la solución) o requieren de tiempos de cómputo prohibitivos para resolver el problema. Para esta clase de problemas se cuenta con métodos alternativos de solución que muestran ser eficientes y que encuentran soluciones subóptimas de alta calidad, o algunas veces la solución óptima. En este trabajo se utiliza una técnica metaheurística para resolver el problema de planeamiento de la expansión que considera el nivel de tensión como variable del problema. En particular, se aplica el Algoritmo Genético de Chu-Beasley (AGCH), el cual posee mecanismos especializados que le permiten explorar implícitamente subespacios de solución de alta calidad, en problemas del tipo NP-completos, en tiempos de cómputo relativamente bajos. Si esta técnica se combina con técnicas exactas, como el método *Branch and Cut*, se puede construir una técnica híbrida muy robusta, en la cual, la técnica metaheurística explora y descubre subespacios de alta calidad y la técnica exacta finaliza el proceso realizando una búsqueda exhaustiva en los subespacios de alta calidad identificados por la metaheurística. De esta forma se puede escapar de soluciones óptimas locales, en las que muchas veces queda atrapado el proceso cuando se aplican técnicas exactas, lo cual es muy común en el problema de planeamiento por ser multimodal, y al mismo tiempo se reduce el tiempo de cálculo. De todas formas, la combinación metaheurística-técnica exacta, no garantiza el óptimo global del problema multimodal pero resulta más efectiva que la técnica metaheurística sola, en muchos casos. El algoritmo genético que se usa posee una característica denominada paralelismo implícito, la cual afecta positivamente al proceso ya que usa una población (conjunto de configuraciones) que representan varios puntos de evaluación simultáneos, brindándole al método una muy buena capacidad explorativa.

El AG está basado en el proceso evolutivo de las especies, y simula el principio de selección natural, de cruzamiento y de mutación, lo que conduce a la supervivencia de los individuos mejor adaptados. Se asume que existe un medio ambiente conflictivo, en el cual los individuos compiten para alimentarse, para reproducirse, y en general compiten por recursos limitados. Los individuos mejor adaptados al medio ambiente, tienen mayor probabilidad de generar un mayor número de descendientes y los menos adaptados generaran menos descendientes. Los descendientes heredan de sus padres material genético con información vital para sobrevivir y ser competitivos. El AG posee mecanismos que tratan de imitar el comportamiento natural, con el propósito de encontrar las soluciones, de un problema de optimización matemática, que mejor se adaptan a una función objetivo, la cual hace las veces del medio ambiente. El AG inicia con una población inicial (representada por un conjunto de soluciones iniciales para un problema dado), y le asigna a cada individuo un valor numérico que mide la bondad de dicha solución, lo que equivaldría en la naturaleza a su grado de efectividad, para competir por recursos escasos y costosos. Posteriormente se realiza un proceso de selección de las mejores configuraciones con derecho a participar en la generación de nuevos descendientes y se realiza la recombinación ó *crossing over* entre las mejores configuraciones. El proceso finaliza cuando se aplica el mecanismo de mutación. La combinación selección-recombinación-mutación define un ciclo generacional que da como resultado la obtención de los descendientes, que serán los padres de la próxima generación. De esa forma, a lo largo de las generaciones, se continúan propagando las buenas características a través de la población. Después de varios ciclos generacionales la población evoluciona hasta un punto en que se obtienen soluciones de alta calidad y donde no existe más mejoría en el proceso evolutivo. Teoría básica sobre algoritmos genéticos puede encontrarse en (HOLLAND, 1975; GOLDBERG, 1989).

Los algoritmos genéticos tienen una estructura básica común: selección, recombinación ó reproducción y mutación ó variaciones aleatorias. Producto de esto se incentiva la competencia entre individuos. Estos aspectos son la base de las denominadas técnicas evolutivas, que aplicadas a problemas de optimización en sistemas de cómputo tienen un solo objetivo básico: mejorar la solución usando principios evolutivos. Lo anterior quiere decir que se espera que cada vez se obtengan soluciones más eficaces y mejor adaptadas al problema de optimización que se está solucionando. Los AG son adecuados en problemas en los que se presenta el denominado fenómeno de explosión combinatorial de posibilidades y en los que las técnicas exactas no son eficientes o no logran resolver el problema por excesivo

requerimiento de memoria y/o de tiempo computacional. Por otro lado la velocidad y calidad del AG también está condicionada a una buena selección de las condiciones iniciales del problema, por ejemplo, una población inicial creada usando métodos heurísticos es mejor que una población inicial aleatoria. Una buena población inicial, es aquella que contiene las componentes genéticas de la solución óptima dispersas en ella. De esta forma, en el contexto del planeamiento, la recombinación tendría la capacidad de unir todos los circuitos necesarios para construir la solución óptima, en una única topología. En el caso en que no están todos los circuitos óptimos en la población, la mutación es el único mecanismo con la capacidad de crearlos y agregarlos a la población actual. La utilización de métodos heurísticos, para crear toda la población inicial, puede resultar contraproducente ya que puede direccionar el proceso evolutivo hacia óptimos locales, en ocasiones de mala calidad, por esto es común generar una pequeña parte de la población inicial usando heurísticas y el resto de la población inicial en forma aleatoria controlada.

Los AG en el entorno de optimización tienen las siguientes ventajas, en relación con las técnicas clásicas de programación matemática:

- Realizan una evaluación implícita simultánea de un gran número de subespacios de alta calidad.
- Emplean técnicas de transición probabilística sobre un conjunto de soluciones, diversificando la búsqueda.
- No necesitan información adicional, como derivadas sobre la función objetivo.
- Disminuyen el riesgo de presentar como solución un óptimo local y por lo tanto son más adecuados para trabajar con problemas multimodales.
- Son de fácil implementación, posibilitando una gran flexibilidad en relación con el tratamiento de la función objetivo y presentan un buen rendimiento en una gran variedad de problemas.

El AG, para su correcto funcionamiento, debe contener los siguientes elementos: población inicial, función de adaptación, operadores genéticos, ciclo generacional y criterio de parada.

A continuación se presentaran las etapas que conforman un algoritmo genético tradicional y las características de un algoritmo genético de Chu-Beasley.

4.1. Generación de la Población Inicial

Las configuraciones de la población inicial pueden ser generadas aleatoriamente porque según los análisis teóricos, la mejor solución encontrada debe ser independiente de la población inicial. Sin embargo, para que en la práctica se dé este comportamiento, se requiere de un gran esfuerzo computacional, generalmente prohibitivo. De otro lado, la población inicial tiene componentes aleatorios y determinísticos. La componente determinística utiliza el conocimiento que se tenga sobre el problema para generar individuos. Esto es, de forma heurística. La población tiene dos características esenciales: calidad y tamaño. Estas son determinantes en la evolución del algoritmo. Se ha podido observar en la experimentación que con tamaños de población pequeños el algoritmo converge rápidamente a óptimos locales y con tamaños muy grandes se convierte en un algoritmo de convergencia lenta. Por lo tanto, el tamaño es un factor importante para obtener buenos resultados.

4.2. Función de Adaptación

Una función de adaptación $f_a(x)$ puede ser interpretada como una función modificada de la función objetivo, $f(x)$, por ejemplo, si $f_a(x) = a * f(x) + b$, siendo a y b constantes, la función de adaptación $f_a(x)$ permite mejorar el proceso de selección. En el caso del problema de planeamiento la función de adaptación tiene dos componentes: el costo del corte de carga o potencia no suministrada, y el costo de inversión en nuevas líneas o subestaciones. Esta función de adaptación es adecuada para discriminar individuos de alta y de baja calidad respecto a dos objetivos: un bajo costo de inversión y una potencia no servida PNS muy baja o nula. Debe tenerse en cuenta que la solución final debe proveer recursos de transmisión suficientes para atender toda la demanda futura. Es decir, la PNS debe ser cero o muy próxima a cero en la solución final.

4.3. Operadores Genéticos

Los operadores genéticos tienen la tarea de transformar la población, en cada generación, para obtener un buen resultado final. Lo anterior les proporciona un grado de importancia bastante elevado ya que ayudan a conservar la diversidad en la población y permiten encontrar y mantener buenas características de adaptación. Los AG tradicionales tienen tres operadores principales: selección, recombinación y

mutación.

4.3.1. Métodos de Selección

En la literatura existen diversos métodos de selección que han sido implementados en varios campos de investigación, todos con el mismo objetivo, intentar preservar e identificar los individuos más aptos para que permanezcan en la población en el transcurso del proceso de optimización. Algunos de estos son: la selección proporcional, la selección por ordenamiento y la selección por torneo.

4.3.1.1. Selección proporcional

Se aplica a problemas donde la función objetivo es de maximización. Si se tiene un problema de minimización, debe convertirse en un problema equivalente de maximización. En la selección proporcional, se eligen los individuos, que deben preservarse, con una probabilidad asignada a cada individuo de acuerdo a su valor de función objetivo o de función de adaptación. La implementación de este método generalmente se simula mediante un mecanismo de ruleta que consiste en dividir una ruleta en N partes, donde N corresponde al número de individuos de la población, y la cantidad de porción que se le concede a cada individuo es proporcional al valor de la función de adaptación que posee. Luego, mediante un proceso aleatorio, se seleccionan los individuos que tendrán la posibilidad de transferir su información a las siguiente generación. Este método tiene la desventaja de brindarles a algunos individuos una alta probabilidad de transferir sus genes lo que conlleva a tener una población poco diversa a través de las generaciones, teniéndose finalmente convergencia prematura en óptimos locales, en ocasiones de baja calidad.

4.3.1.2. Selección por ordenamiento

Este tipo de selección puede ser dividido en dos etapas. La primera etapa organiza los individuos de acuerdo a su valor de función de adaptación, en orden creciente, si el propósito es maximizar, y en orden decreciente si el propósito es minimizar. Luego de tener la lista ordenada, a cada individuo se le asigna un valor que no depende de su función objetivo si no de su posición en la lista ordenada. En la segunda fase, el procedimiento es similar a la selección proporcional y la probabilidad de cada individuo para transferir información a la siguiente generación está asociada a su

posición en la lista.

4.3.1.3. Selección por torneo

Este método es más simple de implementar que los anteriores y presenta mejores resultados en varios campos de investigación, incluyendo el planeamiento de sistemas eléctricos. Consiste en la selección aleatoria de K individuos de la población para realizar luego un torneo entre ellos. El valor de K es mayor o igual a dos, y a medida que su valor aumenta, la selección es más elitista. El torneo entre K individuos permite que el individuo con mejor función de adaptación sea seleccionado como padre para la próxima generación. Los perdedores pierden la opción de ser padres en este torneo.

El método tiene las siguientes ventajas:

- Permite reducir la convergencia prematura a óptimos locales.
- Permite una mayor diversidad a través del proceso de optimización.
- Es más eficiente y fácil de implementar, ya que no es necesario ordenar la población o calcular su participación en la ruleta.
- No es necesario transformar los problemas de minimización en problemas de maximización.

4.3.2. Recombinación

Este operador permite intercambiar información entre los individuos seleccionados para conformar la subpoblación de padres, de manera que exista una probabilidad razonable de que se generen individuos que estén mejor adaptados que los padres. Este operador también es conocido con el nombre de *crossing over*, y puede implementarse de diversas formas, teniéndose entre las más utilizadas las siguientes:

4.3.2.1. Recombinación de un único punto

Es la forma más simple de recombinación y consiste en seleccionar aleatoriamente el punto donde los padres separarán sus cromosomas para intercambiar parte de su información con otros padres y así generar nuevos descendientes. La figura 2

muestra un ejemplo de recombinación de dos padres conformando un único hijo que substituirá un individuo en la población de la siguiente generación.

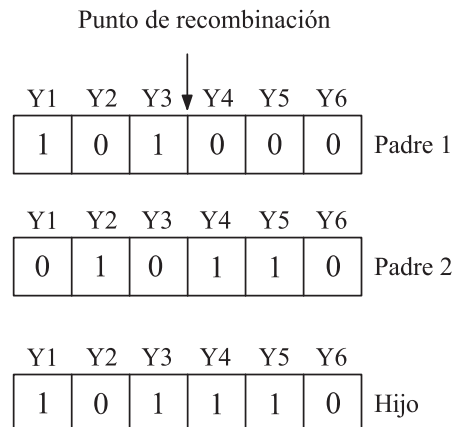


Figura 2: Ejemplo de recombinación de un punto.

En el ejemplo anterior, los contenidos de las posiciones Y1, Y2 y Y3 del padre 1 son transferidas al descendiente o Hijo. Los contenidos de las posiciones Y4, Y5 y Y6 del padre 2 completan la información necesaria para conformar el descendiente. En consecuencia, el descendiente contiene información de los dos padres. En este ejemplo, la mitad de los genes del descendiente son heredados del padre 1 y la otra mitad del padre 2. Es importante tener en cuenta que el punto de recombinación puede estar en cualquier lugar del cromosoma y que el porcentaje de información heredado de cada padre puede cambiar.

4.3.2.2. Recombinación de dos puntos

Consiste en intercambiar información entre dos padres, igual que en la recombinación de un punto, pero usando dos puntos de recombinación. En este caso, cada cromosoma es dividido en tres partes y estas partes se combinan para generar el descendiente. La figura 3 muestra un ejemplo de recombinación de dos puntos.

En la figura 3, los contenidos de las posiciones Y1, Y2 y Y5, Y6 del padre 1 son transferidas al descendiente. Los contenidos de las posiciones Y3 y Y4 del padre 2 también son transferidas al descendiente.

Nuevamente los puntos seleccionados para dividir los cromosomas son seleccionados aleatoriamente y por lo tanto, los mismos dos padres pueden dar origen a diferentes descendientes dependiendo de la localización de los puntos de recombinación.

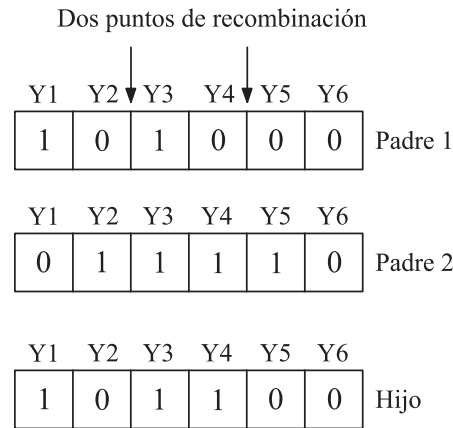


Figura 3: Ejemplo de recombinación de dos puntos.

4.3.2.3. Recombinación Uniforme

En lugar de utilizar puntos de recombinación, usa un parámetro global, una probabilidad de máscara (usualmente 0.5), generando un patrón que indica que bit o gen participará en la creación del nuevo individuo.

4.3.3. Mutación

El operador mutación garantiza una mayor exploración del espacio de solución evitando la convergencia prematura a óptimos locales. La mutación consiste en alterar un gen de un determinado individuo en forma aleatoria. La tasa de mutación ρ_m en realidad indica la probabilidad de que una posición (gen) pueda tener su valor actual modificado, y generalmente es baja entre 0.01 y 0.05. Así se genera un número aleatorio $P[0, 1]$ y si ese número es menor que ρ_m entonces se hace la mutación.

4.4. Esquema iterativo de un algoritmo genético convencional

El algoritmo genético tiene el siguiente esquema iterativo:

1. Configurar el esquema de representación del problema, en el planeamiento lo usual es utilizar codificación entera.
2. Generar la población inicial combinando técnicas heurísticas con individuos aleatorios, y definiendo el tamaño de la población.

3. En la iteración i , el AG mantiene una población de soluciones potenciales $P(i) = (X_1^i, X_2^i, \dots, X_n^i)$.
4. Se debe tener definida una forma de evaluar la función objetivo para cada X_n^i .
5. Debe existir una estrategia de selección de las topologías que conformarán la siguiente generación.
6. Se debe tener un mecanismo que realice el rol del operador genético de recombinación.
7. Se debe definir adecuadamente el operador mutación.
8. Se debe definir un criterio de parada.
9. El proceso es iterativo desde el paso 3 hasta que se cumpla con algún criterio de parada pre-especificado, y durante el proceso se debe guardar la mejor solución encontrada, denominada incúmbete.

Luego, para esclarecer el funcionamiento de un algoritmo genético general, en la figura 4 se presenta un diagrama de flujo que describe su funcionamiento. Una observación importante que debe hacerse en el diagrama de flujo, es que el algoritmo genético tradicional en cada generación utiliza una población de individuos diferente, es decir, en la generación $i+1$, la etapa de selección y recombinación crean una población nueva, llamada *población transitoria*, a partir de la población creada en la iteración i . Luego, la *población transitoria* es alterada por el operador mutación, y finalmente se obtiene la nueva población de individuos de la siguiente generación.

También se observa que previamente se deben definir los parámetros de control, como la tasa de mutación (TM), el tipo de selección, el tipo de recombinación, el tamaño de la población y la tasa de recombinación (TR). La TR es usada para decidir si dos padres se recombinan o no mediante un proceso aleatorio.

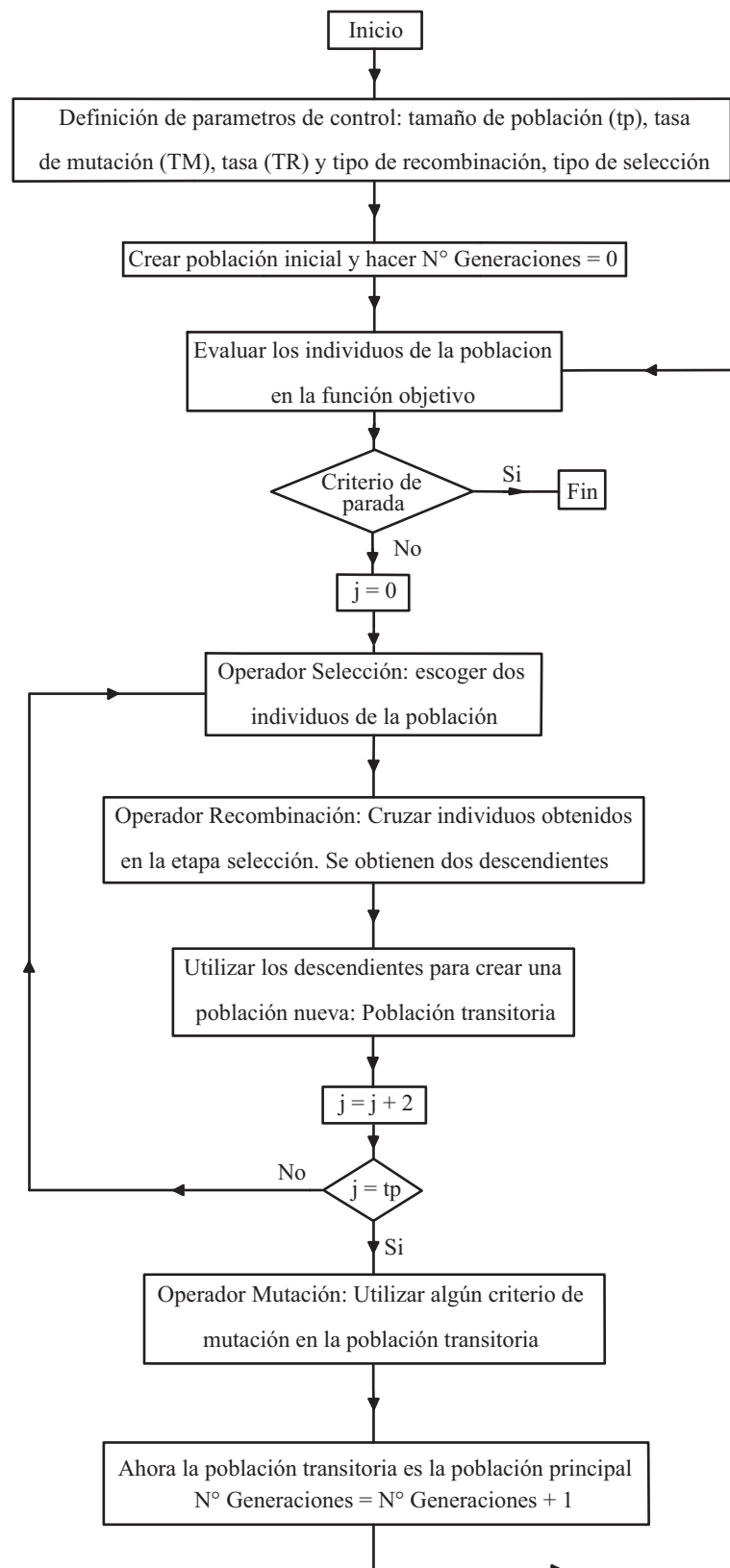


Figura 4: Diagrama de flujo: Algoritmo genético tradicional.

4.5. Algoritmo Genético de Chu-Beasley (AGCH)

El algoritmo genético de Chu-Beasley se fundamenta en la teoría del algoritmo genético tradicional, pero presenta modificaciones que le permiten encontrar soluciones de muy buena calidad, y en varias ocasiones le permiten encontrar el óptimo global del problema. Este algoritmo es más eficiente que el AG convencional.

El AGCB fue diseñado inicialmente para resolver el problema de asignación generalizada, también se tienen reportes de su adaptación a otro tipo de problemas, como en sistemas eléctricos con muy buenos resultados.

Por otro lado, muy a menudo los problemas que se desean resolver son multimodales, lo que hace que los métodos de optimización tradicionales queden atrapados en óptimos locales, esta debilidad es superada por el AGCB, ya que su estructura le permite realizar una mayor exploración del espacio solución.

Algunas de las características que hacen al AGCB más eficiente que el AG tradicional son:

1. En el proceso de selección de la mejor solución se mantienen separados los valores de la función objetivo y la infactibilidad. No se utiliza una función de adaptación (fitness) que combine la función objetivo con la infactibilidad. El proceso de reemplazo de un individuo de la población actual por un nuevo descendiente considera la función objetivo separadamente de la infactibilidad.
2. En cada ciclo generacional se reemplaza un sólo individuo de la población y se aplica el elitismo como criterio de reemplazo. Esto quiere decir que un individuo de la población sólo puede ser reemplazado por un descendiente de mejor calidad que él.
3. Se utiliza el concepto de diversidad en la población, es decir, todos los individuos de la población deben ser diferentes entre sí y deben conservar una distancia de diversidad, en bits. Esto permite una mayor exploración y reduce la posibilidad de quedar prematuramente atrapado en soluciones óptimas locales. Un criterio de diversidad controlada preserva la separación entre los individuos. La diversidad controlada puede ser evaluada sobre el vector de variables de decisión según algún criterio preseleccionado.
4. Involucra el criterio de aspiración que quiere decir que un individuo que es de

mejor calidad que todos los individuos que existen o han existido en la población, puede entrar a ella así no cumpla con la distancia mínima exigida por el criterio de diversidad.

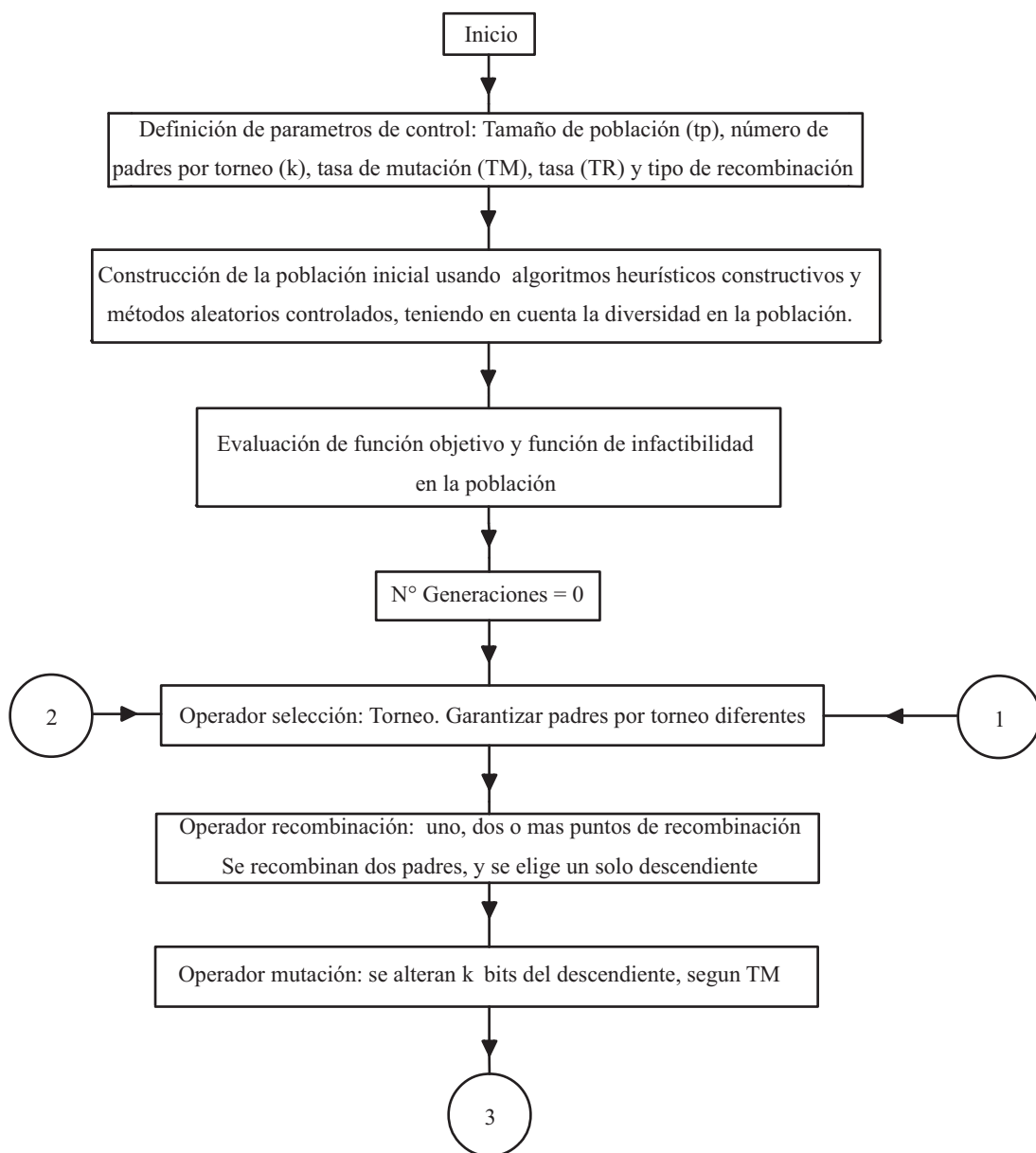
5. Incluye una etapa de mejoría local del individuo candidato a entrar a la población. En esta etapa la metaheurística se potencia con la aplicación de una heurística aplicable al tipo de problema que se está resolviendo.

El AGCB, en general difiere del tradicional por varias razones, como son: 1) Es usual generar la población inicial de forma heurística y aleatoria, 2) Para el operador selección aplica la técnica torneo, 3) En el operador recombinación, se generan dos descendientes, sin embargo, a diferencia del tradicional, solo uno de ellos puede hacer parte de la población en la próxima generación, privilegio que puede ser otorgado de diferentes formas (aleatoria y con la misma probabilidad o de forma controlada), 4) el operador mutación, a diferencia del AG tradicional, solo actúa sobre el descendiente que posiblemente conformara la siguiente generación, 5) Se utiliza una etapa de mejoría local de un individuo, que puede hacerse de dos formas: a) mejorando la función objetivo y b) disminuyendo la infactibilidad, para lo que usual utilizar algoritmos heurísticos, y 5) A diferencia del AG tradicional, que reemplaza la totalidad de la población, aquí sólo se cambia un individuo en la población en cada ciclo generacional. El descendiente debe sustituir al elemento de la población de peor calidad, siempre que el descendiente sea de mejor calidad y cumpla el criterio de diversidad establecido. En el AGCB se presentan las siguientes alternativas:

- Un descendiente infactible y una población donde existen soluciones infactibles. En este caso, el descendiente sustituirá al individuo más factible de la población sólo si este último es más infactible que el descendiente.
- Un descendiente infactible y una población donde no existen soluciones infactibles. En este caso el descendiente es eliminado.
- Un descendiente factible y una población donde existen soluciones infactibles. En este caso el descendiente debe sustituir al individuo más infactible.
- Un descendiente factible y una población donde sólo existen soluciones factibles. En este caso, el descendiente sustituirá al individuo con peor función objetivo, sólo si este individuo de la población posee peor función objetivo que el descendiente.

Debe tenerse en cuenta que, adicional a las condiciones anteriores, el descendiente debe conservar una distancia mínima de separación con todos los individuos de la población actual para que la sustitución se haga efectiva, excepto en los casos donde aplica el criterio de aspiración. En consecuencia, las mejores soluciones de una población solamente serán eliminadas cuando aparezcan descendientes de mejor calidad.

En el capítulo (5) se profundizan aun mas cada uno de estos tópicos aplicados al problema de planeamiento. A continuación se muestra un diagrama de flujo que representa el funcionamiento de un algoritmo genetico de Chu-Beasley.



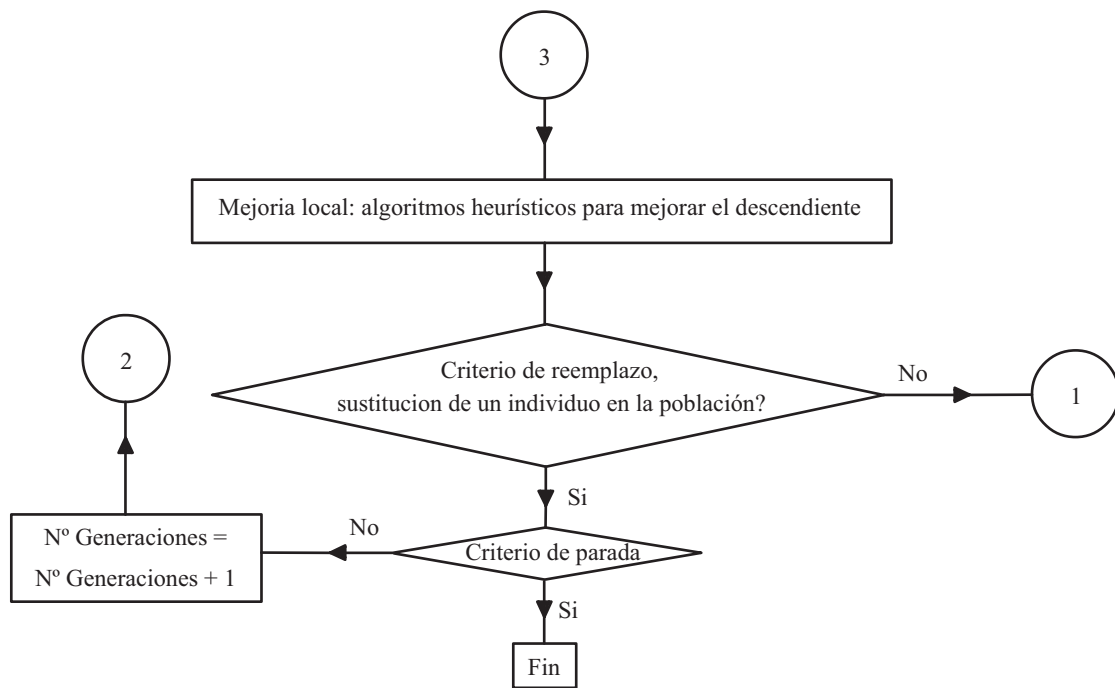


Figura 5: Diagrama de flujo: Algoritmo genético de Chu-Beasley.

5 *Metodología de solución*

El problema tradicional de planeamiento estático de la transmisión define como propuestas de inversión la construcción de líneas y subestaciones nuevas. En todos los casos se considera la adición de líneas y subestaciones con niveles de tensión definidos previamente por los entes de planeación. Esta característica requiere de un organismo planeador con mucha experiencia y, adicionalmente, requiere de herramientas de simulación donde se puedan analizar algunas alternativas de tensión para los corredores nuevos. Durante la selección *a priori* de los niveles de tensión de los nuevos corredores de transmisión, así como de la localización y definición de los niveles de tensión de nuevas subestaciones, se realiza un estudio de casos que, fundamentalmente son sugeridos por un experto o por los agentes del sistema. No se hace una evaluación exhaustiva de todas las posibles alternativas que pueden surgir. En este trabajo se propone adicionar al problema de optimización la posibilidad de determinar los niveles de tensión más adecuados para los corredores de transmisión nuevos, la localización y determinación de los niveles de tensión de las subestaciones nuevas, la posibilidad de modificar los niveles de tensión de corredores existentes y la posibilidad de desconectar algunos circuitos existentes que pueden reducir el desempeño de la nueva red. Esta última posibilidad, que se denominará desplanificación, pretende mejorar el funcionamiento del sistema futuro identificando circuitos que son adecuados para la red actual pero que afectan negativamente el desempeño de la red futura. Se sugiere mantener estos circuitos inactivos durante la operación normal, pero disponibles para ser utilizados cuando el sistema pueda estar en una condición insegura por la salida planeada o no planeada de otros circuitos de la red. De todas maneras, si se considera que por razones económicas no es posible sacar de operación un circuito existente, puede usarse la solución que sólo considera cambios en el nivel de tensión de la red actual pero sin desplanificación. Con esta propuesta se busca avanzar en el desarrollo de nuevas metodologías de planeamiento de la expansión de redes de transmisión que pueden resultar más económicas y técnicamente viables.

La metodología que se presenta en esta investigación proporciona una nueva opción para el planeamiento estático de los sistemas eléctricos, en la que no sólo se evalúan propuestas en corredores y subestaciones del sistema en diferentes niveles de tensión, sino que se propone mejorar la eficiencia de las metodologías de solución existentes usando el concepto de reducción del espacio de soluciones y aprovechamiento de las características de los diferentes tipos de variables. Estas ideas trabajadas en forma conjunta posibilitan la exploración de nuevas fronteras en las que se puede mejorar el proceso de planeamiento de la expansión de redes de energía eléctrica de alta tensión.

El sistema de evaluación de una propuesta de inversión, en esta investigación, divide el análisis en dos partes. En la primera parte el proceso de optimización decide el número de líneas con su nivel de tensión, y en la segunda parte se determina la localización, el nivel de tensión y el costo de las subestaciones. Se utiliza un algoritmo genético de Chu-Beasley (AGCB) especializado, para la determinación de la localización, del número y del nivel de tensión de los nuevos corredores de transmisión. La localización y el nivel de tensión de las subestaciones nuevas es explorada usando técnicas heurísticas o a través de un algoritmo micro-genético. Los resultados del proceso de determinación de corredores y subestaciones se juntan y se resuelven en un único problema de optimización. Simultáneamente, la metodología explora la posibilidad de modificar la tensión de circuitos existentes y/o la posibilidad de retirar de la operación normal circuitos existentes que reducen el desempeño de la nueva red.

Cuando se desea hacer un estudio de cambio de nivel de tensión, debe considerarse la expansión o creación de subestaciones, con el objetivo de establecer la conexión pertinente de los corredores que el sistema está requiriendo. En esta metodología se propone una expansión donde la localización de las subestaciones se hace de manera determinística y su tamaño se determina a través de un proceso heurístico o aleatorio controlado (microgenético). Se seleccionan de forma controlada los nodos candidatos de la red donde puede ser beneficioso invertir en subestaciones para elevar o disminuir el nivel de tensión.

Se presentan tres alternativas que buscan mejorar la eficiencia del proceso de búsqueda, en el espacio de soluciones, cuando se incluye el nivel de tensión como una variable. Las alternativas de solución tienen en común que el vector de decisión considera como variables al número de circuitos que deben adicionarse en los corredores candidatos n_{ij} y a su correspondiente nivel de tensión T_{ij} . También tienen en común la forma de localizar determinísticamente las subestaciones nuevas. Las alternativas

se diferencian en la forma como se evalúa la capacidad de las subestaciones. En la primera alternativa las subestaciones se localizan y luego se eliminan de la red pero su efecto eléctrico se conserva parcialmente aplicando un proceso de reducción de redes. Esta alternativa incluye, de forma aproximada, el efecto eléctrico de las reactancias de los transformadores del sistema de modo que se cumpla con los requerimientos operativos de la red. En la segunda y tercera alternativa las subestaciones se localizan en forma determinística y su tamaño se evalúa usando un método heurístico basado en sensibilidad y un algoritmo microgenético, basado en un algoritmo genético simple. Sin embargo, éstas difieren en la forma como se determina al final la capacidad de las subestaciones nuevas. El algoritmo microgenético puede ser inicializado de dos formas diferentes. En la segunda y en la tercera alternativa, el efecto eléctrico y el costo de los transformadores, es considerado de forma exacta. Es importante aclarar que estas formas de resolver el problema planteado son aplicables a problemas de la vida real de pequeña, mediana y gran complejidad matemática.

Una observación importante es que la metodología considera que las cargas y los generadores que aparecen en los nodos nuevos del sistema se adecúan al nivel de tensión establecido en dicho nodo.

Al finalizar las pruebas con la metodología propuesta, se implementa una cuarta forma de resolver el problema aplicable también a sistemas de mediana, pequeña y gran complejidad, la cual combina una técnica metaheurística: AGCB con una técnica exacta: *Branch and Cut*. El objetivo es combinar la capacidad de las técnicas metaheurísticas, de localizar subespacios de alta calidad, con la capacidad de las técnicas exactas de explorar exhaustivamente el espacio solución. La metaheurística cumple la función de reducir el tamaño del espacio de solución que debe explorar la técnica exacta. En (GOMEZ, 2008) se propone un método que usa los algoritmos *Greedy Randomized Adaptive Search Procedure* (GRASP) y *simulated annealing* (SA), obteniendo un método híbrido, donde se hace una exploración del espacio discreto del sistema bajo análisis para fijar algunas inversiones iniciales que permiten reducir el tamaño del espacio de soluciones del problema. Luego, la técnica *Branch and Bound* se encarga de explorar la región discreta reducida de tal manera que puedan alcanzar soluciones de alta calidad. Este proceso de reducción resulta interesante en el problema analizado ya que la inclusión de nuevas variables puede hacer que el nuevo espacio de soluciones resulte difícil de evaluar en tiempos de cómputo aceptables.

A continuación se describe la metodología de solución, la forma de separar el problema

en subproblemas conectados, la forma de determinar la ubicación y la capacidad de subestaciones nuevas, y la forma de implementar las alternativas que se desarrollaron en la ejecución de la investigación.

En el capítulo (6) se describe el método heurístico utilizado para reducir el espacio de solución de la red, y se muestran los resultados obtenidos que incentivan seguir explorando métodos de solución para el problema de planeamiento considerando la tensión como variable.

5.1. Metodología propuesta

En el problema de planeamiento es común que en los procesos de optimización no se establezca una clara diferenciación entre la adición de un transformador y la adición de una línea. Además, el problema de planeamiento tradicional no considera modificar los niveles de tensión existentes ni incluye en las propuestas de nuevos corredores alternativas de nivel de tensión. Para definir claramente el objetivo de la metodología, supóngase que se tiene un sistema de potencia como el de la figura 6. En el esquema de la parte izquierda, aparece el sistema como tradicionalmente se representa en el problema de planeamiento tradicional. Se puede observar que cada corredor tiene establecido su nivel de tensión y que el planeador ha colocado una subestación candidata entre los nodos k y k' . En la parte derecha de la misma figura, se ha representado el mismo sistema de forma reducida. En este caso, el proceso de optimización no contiene el nodo k' , y por lo tanto no considera de forma explícita la subestación, sin embargo, su efecto eléctrico sobre el sistema si se considera. En la investigación se evaluaron dos diferentes formas de tener en cuenta el efecto eléctrico del transformador y valorar su capacidad. En la primera, se tiene en cuenta el efecto eléctrico del transformador mediante un proceso de reducción, en el que la reactancia del transformador es transferida a la red para su correcta eliminación con el fin de tener menos variables en el proceso que resuelve el modelo DC (DOMINGUEZ; ESCOBAR; GALLEGOS, 2011). En esta opción se aplican conceptos de reducción de redes y de transferencia de cargas, si las hubiere en el nodo k' . La nueva red representa a la real si no existen elementos operando en su límite de capacidad. Si existen elementos en su capacidad máxima, el proceso de reducción es aproximado. En la segunda, la inclusión del efecto eléctrico de los transformadores es resultado de la evolución de cada propuesta de corredores (algoritmo genético especializado). Mediante un proceso de post-optimización se combina una técnica heurística con una metaheurística que

valora la capacidad de las subestaciones y las incluye en el modelo DC, de modo que el efecto eléctrico de los transformadores es considerado de forma exacta.

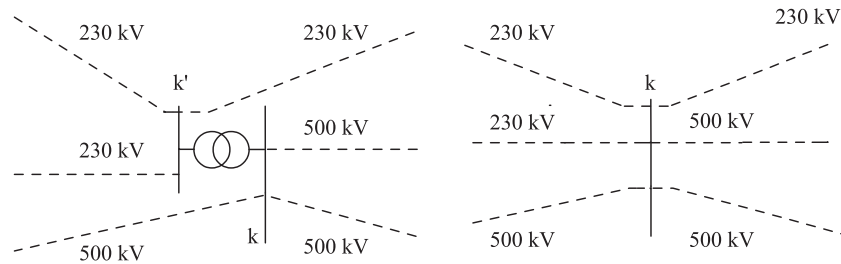


Figura 6: Propuesta en nodo k .

Bajo este esquema, las propuestas de adición de líneas de transmisión pueden considerar diferentes niveles de tensión (Figura 7). Los niveles de tensión candidatos deben ser establecidos previamente por quien realiza la planeación. De esta forma, es el propio proceso de optimización el que selecciona los niveles de tensión más adecuados. Al mismo tiempo, esta metodología se convierte en una valiosa herramienta para determinar si el sistema está requiriendo de tensiones mayores a las existentes en la red actual en el propósito de aprovechar las economías de escala asociadas al uso de niveles de tensión más elevados.

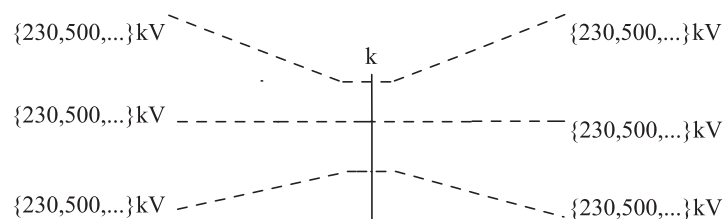


Figura 7: Migración a otro nivel de tensión.

5.2. Representación del Sistema y Codificación

En la representación de los sistemas de potencia, para estudios de planeamiento, existen dos tipos de corredores: los que se encuentran construidos en el sistema y están operando (corredores existentes) y los que tienen un estudio de factibilidad para su construcción pero que aún no se han construido (corredores nuevos). Los corredores nuevos representan caminos de transmisión que son incluidos en el sistema como opciones y que pueden o no participar en la conformación del denominado plan de expansión futuro.

La metodología propuesta incluye alternativas de diferente nivel de tensión para los corredores nuevos, que compiten con las tradicionales propuestas creadas por los entes de planeación. Adicionalmente considera la posibilidad de modificar el nivel de tensión de circuitos existentes. Debe tenerse en cuenta que si existen varios circuitos en un mismo corredor de transmisión, todos deben operar al mismo nivel de tensión.

En el problema de planeamiento, las variables de inversión n_{ij} representan el número de circuitos nuevos que se deben adicionar en el corredor $i - j$. Sin embargo, el sistema asume una topología diferente a la que tiene en el planeamiento tradicional, cuando se consideran diferentes niveles de tensión para cada corredor nuevo o existente. Esto se puede observar al comparar los sistemas representados en las figuras 8 y 9, los cuales representan el mismo sistema.

En las figuras 8 y 9, las líneas con trazos continuos son corredores existentes, y las líneas con trazos discontinuos son corredores nuevos o propuestos. Se puede observar que el sistema de la figura 8 presenta un mayor número de nodos, así como un número mayor de variables de decisión, ya que considera los nodos y las variables asociadas a las subestaciones del sistema. A pesar de tener más variables evalúa un espacio de solución más restricto porque sólo considera una opción de tensión para los corredores nuevos (líneas a trazos). Esta es la forma tradicional de presentar las propuestas de planeamiento.

El esquema de la figura 9 representa el mismo sistema pero usando menos nodos y variables, porque las subestaciones no se consideran de forma explícita sino implícita. Esta forma de representar el problema permite evaluar un espacio de soluciones de mayor tamaño porque permite alternativas de tensión en los corredores nuevos. Esta es la forma que se usa en esta metodología. Los números de los nodos se han renombrado.

Para el sistema de la figura 9, se asumen dos niveles de tensión alternativos para los corredores nuevos y no se considera modificar la tensión de los corredores existentes.

Es importante aclarar que las subestaciones (reactancia y capacidad) hacen parte del problema de optimización y sus efectos eléctricos modifican el comportamiento de la técnica de solución, sin embargo, como variables de inversión se analizan separadamente de las inversiones en corredores de transmisión, pero como variables operativas (solución del flujo de carga) hacen parte del mismo problema operativo donde aparecen los circuitos propuestos en los corredores nuevos o donde aparecen los circuitos adicionados a los corredores existentes.

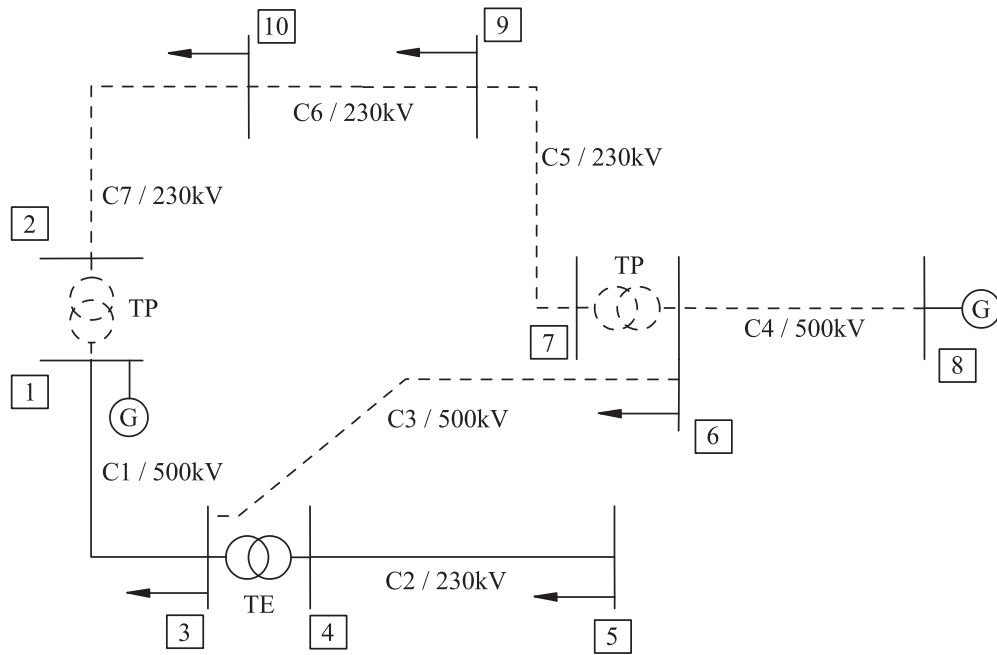


Figura 8: Propuestas de expansión usadas en el planeamiento tradicional.

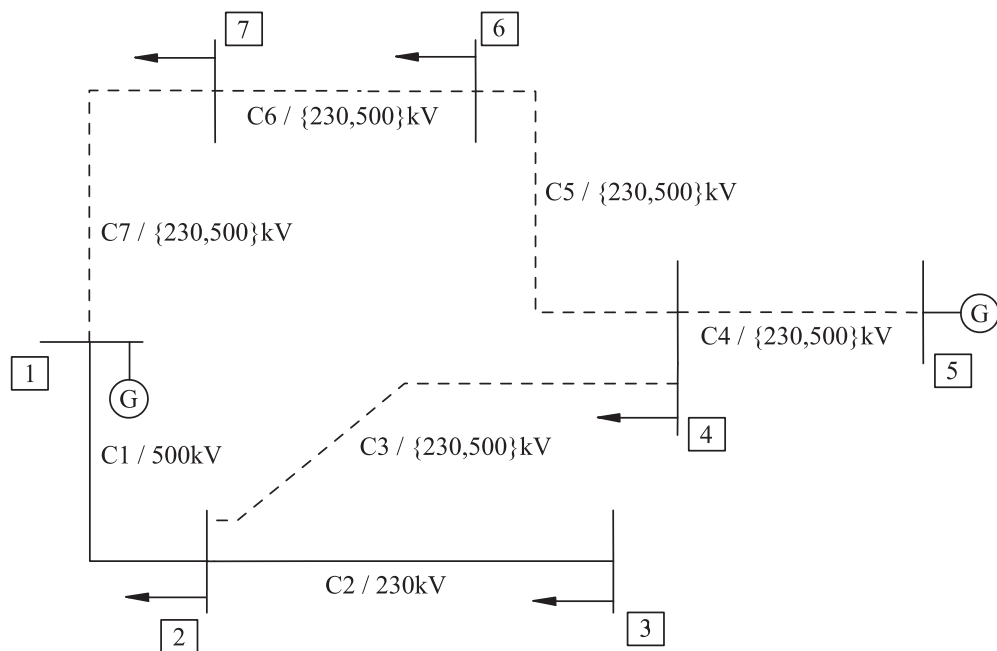


Figura 9: Forma de presentar las propuestas de expansión en la nueva metodología.

La metodología divide el análisis en dos partes. En la primera parte, el AGCB especializado debe decidir la adición de circuitos tanto en corredores nuevos como en los existentes. En la segunda parte, en el caso de corredores nuevos, debe decidir el nivel de tensión para su operación. Para el sistema de la figura 9, el esquema de codificación usado es el presentado en la figura 10.

n_{12}	n_{23}	n_{24}	n_{45}	n_{46}	n_{67}	n_{17}
0	1	1	2	1	1	1
T_{12}	T_{23}	T_{24}	T_{45}	T_{46}	T_{67}	T_{17}
--	--	2	1	1	1	1

Figura 10: Esquema de codificación en la metodología.

Donde n_{ij} representa la cantidad de circuitos que deben construirse en el corredor $i - j$ y T_{ij} corresponde al nivel de tensión de dicho corredor. El símbolo "--" indica que se desea conservar el nivel de tensión de un corredor existente. Un "1" representa el nivel de tensión de 230kV y un "2" representa el nivel de tensión de 500kV. En consecuencia, la propuesta de la figura 10, asociada al sistema de la figura 9, se interpreta de la siguiente forma: se propone adicionar un circuito más en el corredor existente 2-3, es decir, $n_{23} = 1$, conservando su tensión actual (230kV). Se propone construir un circuito en el corredor nuevo 2-4, $n_{24} = 1$, con nivel de tensión de 500kV ($T_{24} = 2$). Finalmente se propone construir dos circuitos en el corredor nuevo 4-5, y un circuito en cada uno de los corredores nuevos: 4-6, 6-7 y 1-7 con nivel de tensión 230kV.

5.3. Subestaciones nuevas y propuestas de corredores

En un sistema de potencia común, sin alternativas de inversión de corredores en otro nivel de tensión, se debe hacer un análisis previo para observar los posibles puntos del sistema en que se debe construir o repotenciar una subestación. En esta propuesta se evalúan los puntos donde el sistema está requiriendo interconectar corredores a diferente nivel de tensión. Al comparar los esquemas de la figura 9 y la figura 11 se pueden observar las dos perspectivas de planeamiento. El AGCB toma decisiones sobre el esquema de la figura 9, en el que las variables están asociadas exclusivamente a inversiones en corredores. Una vez definidos los corredores, donde se van a construir circuitos, y su nivel de tensión, se inicia una segunda fase que determina los lugares donde se unen corredores a diferente nivel de tensión, y define el tipo y el tamaño de la subestación requerida. El método está considerando, implícitamente, el esquema de la figura 11. La nomenclatura utilizada significa: TP: subestación nueva propuesta por el ente planeador, TPN: subestación nueva propuesta por la metodología, TE: subestación existente. En los corredores se especifica el número del corredor y la tensión sugerida o existente. Por ejemplo, C2 /500kV indica que el corredor 2 es de 500 kV. En la figura

11 las líneas continuas representan corredores con circuitos existentes, las trayectorias formadas por líneas a trazos representan corredores nuevos sugeridos por el organismo de planeamiento, y las trayectorias formadas por secuencias de puntos representan rutas con alternativas de tensión paralelas a los corredores propuestos por el ente planeador, creadas por la metodología. Las subestaciones nombradas TPN son creadas por la metodología en forma dinámica, es decir, si se requieren.

Como se puede observar, el sistema se conforma de 10 nodos, asociados a la red diseñada por el organismo planeador, y 3 nodos adicionales, que asocia implícitamente al sistema, la metodología de expansión propuesta.

Las especificaciones técnicas de las rutas para los diferentes niveles de tensión deben ser proporcionadas por el ente de planeación. De esta forma la base de datos de un sistema se incrementa en el número de alternativas que se tengan, para el mismo corredor, a otros niveles de tensión. En esta investigación la base de datos para el sistema de prueba es virtualmente aumentada, cada vez que el proceso de optimización requiera efectuar el cambio de nivel de tensión.

Para crear subestaciones nuevas, en un nodo particular, se deben cumplir las dos condiciones siguientes:

- 1) Que exista una confluencia de corredores, en un mismo punto del sistema, con diferentes niveles de tensión.
- 2) Que en la red actual no exista una subestación en dicho sitio con los niveles de tensión requeridos y con la capacidad necesaria.

Si la técnica metaheurística (AGCB) propone crear una ruta de transmisión que conecte los nodos 4 y 7, en el esquema de la figura 9, deberá adicionar circuitos nuevos en los corredores C5 y C6. En este caso encontramos las siguientes opciones: a) adicionar circuitos en C5 a 230KV y en C6 a 230KV; b) adicionar circuitos en C5 a 500KV y en C6 a 500KV; c) adicionar circuitos en C5 a 230KV y en C6 a 500KV; y d) adicionar circuitos en C5 a 500KV y en C6 a 230KV. En los casos a) y b) no será necesario adicionar una subestación nueva en el nodo intermedio 6 ya que no existe cambio de nivel de tensión en dicho nodo. En los casos c) y d) será necesario adicionar una subestación en el nodo 6 de 230KV/500KV. La metodología entonces define si se requiere o no la subestación y, en el caso que la requiera, la adiciona y determina su capacidad y establece el valor de su reactancia equivalente. En el esquema de la figura

11, la subestación nueva a la que hacemos referencia se encontraría uniendo los nodos 9 y 9A. Además se considera que la carga conectada en 9 se encuentra conectada al mismo nivel de tensión de los corredores (sería necesario realizar traslado de inyección de potencia en el caso que los corredores C5 y C6 se establezcan a 500KV). En el caso que deba adicionarse una subestación, su tamaño y su costo se determina a través de un subproblema que aplica procedimientos heurísticos, basados en sensibilidad y/o un algoritmo de búsqueda local, utilizando información de los transformadores disponibles para construir las subestaciones nuevas.

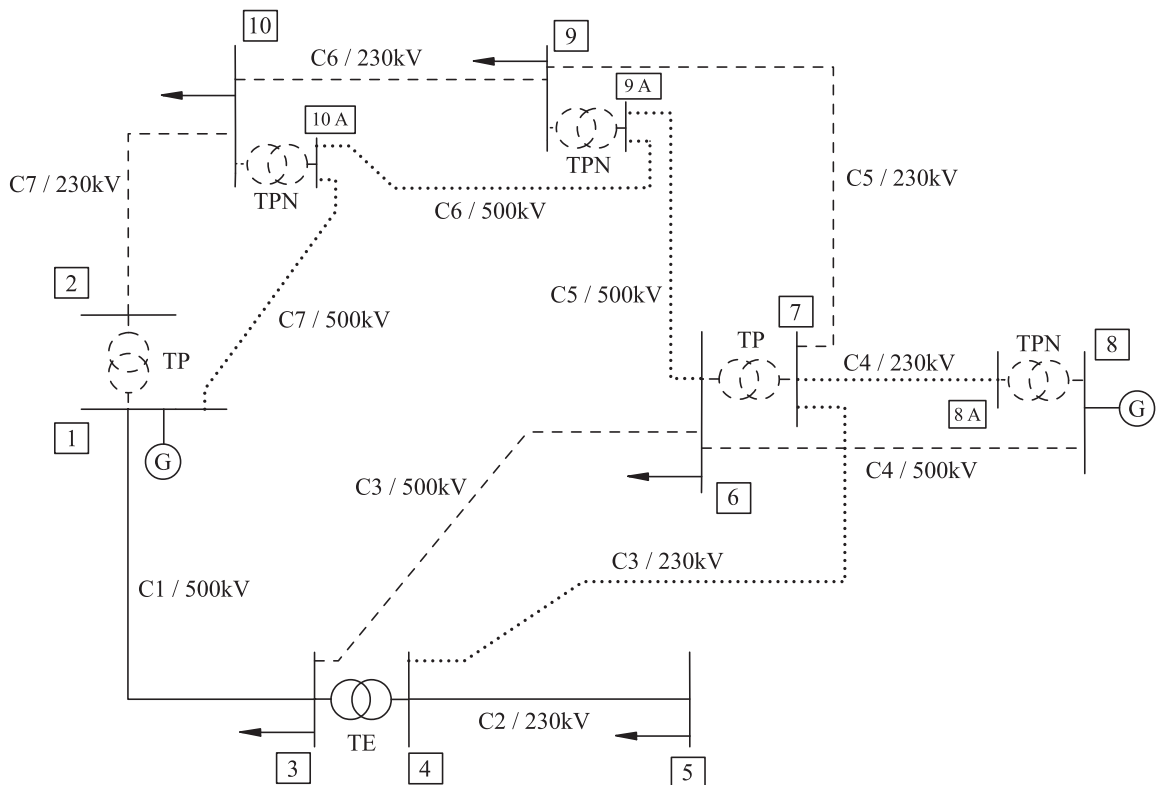


Figura 11: Representación del espacio de solución utilizado por la metodología.

5.4. Efecto de Eliminar un Transformador en el Sistema mediante equivalentes de red

En la literatura especializada existen estudios en los que se eliminan las subestaciones con el propósito de reducir el tamaño del vector de decisión usado en el proceso de optimización. En estas propuestas se considera que la reactancia de los transformadores es nula lo que puede generar resultados incorrectos (JALILZADEH; KAZEMI; MAHDAVI; HADADIAN, 2008; JALILZADEH; SHAYEGHI; MAHDAVI; HADADIAN, 2009; MAHDAVI; SHAYEGHI; KAZEMI, 2009). Para mejorar los resultados de estos

trabajos, en la presente investigación se propone como primera alternativa realizar la evaluación de la capacidad de las subestaciones, eliminando los transformadores de la red y considerando su efecto eléctrico de forma aproximada aplicando dos conceptos: reducción de impedancias usando equivalentes de red y traslado de potencias inyectadas (generación y carga).

El equivalente de red transfiere el efecto de la reactancia de los transformadores de las subestaciones a los corredores de la red (MONTICELLI, 1983), para esto usa la expresión (5.1). Si el nodo que se desea eliminar tiene carga conectada, esta se traslada a los nodos adyacentes, a través de la impedancia de la línea de transmisión según la expresión (5.2). De esta manera se actualizan los elementos de la nueva matriz de admitancias y del nuevo vector de corrientes inyectadas.

$$Y_{ij}^r = Y_{ij} - \frac{Y_{ik}Y_{kj}}{Y_{kk}} \quad (5.1)$$

$$I_m^r = I_m - \frac{Y_{mk}}{Y_{kk}} I_k \quad (5.2)$$

A través de este procedimiento se elimina el nodo k del sistema. La figura 12 permite ilustrar esta situación.

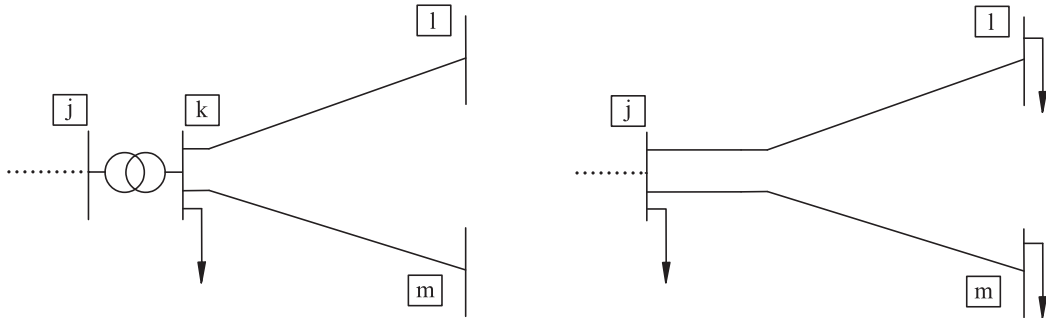


Figura 12: Sistema equivalente que permite eliminar el nodo k .

Al eliminar el transformador existente entre los nodos $j - k$, del sistema de la figura 12, surgen los corredores: $l - m$ (que no se muestra), $j - l$ y $j - m$. Además la carga conectada en k debe transferirse a los nodos con los que k tiene conexión directa (l, m y j). El valor de la reactancia del transformador conectado entre $j - k$ se usa para redefinir las reactancias de los corredores reales $k - l$ y $k - m$, los cuales se denominan $j - l$ y $j - m$ después de la reducción. La red inicial se reemplaza por una

nueva red donde solo aparecen los nodos j , l y m , con valores para las reactancias $j-l$ y $j-m$ que reemplazan a las antiguas reactancias $k-l$ y $k-m$, correspondientes a corredores físicos reales. En sistemas reales, también aparece una reactancia en el corredor $l-m$ (corredor que no está definido en el sistema inicial) con un valor de reactancia que generalmente resulta de un valor muy grande y con un flujo de carga asociado muy pequeño. Como consecuencia de esto, su impacto es bajo y puede despreciarse (DOMINGUEZ; ESCOBAR; GALLEGO, 2011). Cuando este procedimiento se hace sobre un sistema mucho más grande, aparecen nuevas rutas de transmisión no reales que crecen con el número de transformadores del sistema, las cuales se omiten por su bajo grado de influencia.

En el capítulo (6) se muestra el efecto de eliminar un transformador del sistema por medio de esta técnica.

5.5. Algoritmo Genético De Chu-Beasley aplicado al problema de planeamiento de la transmisión y subtransmision considerando el nivel de tensión

El problema de planeamiento tiene la característica de tener múltiples óptimos locales, lo cual dificulta el proceso de optimización en sistemas de gran tamaño y complejidad. Se han utilizado diversas técnicas para darle solución a este problema, sin embargo el AGCB, y en general, los algoritmos genéticos, han mostrado ser robustos cuando se resuelve el problema de planeamiento de la expansión de redes de energía eléctrica (GALLEGO, 1997; ESCOBAR, 2008). El algoritmo genetico de Chu-Beasley utilizado en esta investigación tiene una serie de características especiales que mejoran la búsqueda en el espacio de solución e inhibe la convergencia prematura a óptimos locales de mala calidad.

A continuación se describirán cada una de las partes que conforman el AGCB en la investigación.

5.5.1. Población inicial

La población inicial de los algoritmos genéticos generalmente se construye de forma aleatoria lo que la mayoría de las veces aumenta el esfuerzo computacional y requiere de más tiempo para encontrar soluciones aceptables. Este problema puede

ser mejorado con poblaciones construidas de forma heurística o aleatoria controlada, incluyendo uno o varios criterios de sensibilidad. Un resumen de las técnicas más usuales para construir la población inicial puede encontrarse en (ESCOBAR; GALLEGOS; ROMERO, 2011). Pruebas experimentales han mostrado que al construir una parte de la población con técnicas heurísticas constructivas y la otra parte de forma aleatoria controlada se mejora el desempeño del proceso de optimización. La parte heurística permite encontrar subespacios de alta calidad donde eventualmente se encuentran soluciones subóptimas e inclusive la solución óptima global. La parte aleatoria controlada se construye produciendo perturbaciones sobre los indicadores de sensibilidad, primero para explorar un espacio de solución más amplio y segundo para identificar las variables de decisión principales de las secundarias.

5.5.2. Criterio de Diversidad

Se debe cumplir durante todo el proceso de optimización del AGCB que entre los individuos de la población exista una distancia mínima de separación para garantizar la heterogeneidad en la población. Otra ventaja de este criterio es que asegura una mejor exploración del espacio de solución y previene la convergencia prematura, común en el algoritmo genético tradicional.

La distancia mínima en el problema de planeamiento es definida en el espacio de solución diferenciando el número de genes diferentes en cada propuesta de inversión, esto debido a que el problema de planeamiento se codifica usando representación entera. Debe tenerse claro que la distancia mínima puede variar según el sistema, teniendo criterios desde la diferencia entre el número de bits, hasta métricas que combinan el costo total asociado a la solución, como es el caso en el criterio de aspiración, el cual permite que ingrese un individuo en la población si su costo es menor que el de la incumbente, pero no cumple el criterio de diversidad.

5.5.3. Función Objetivo e Infactibilidad

Tradicionalmente los problemas que presentan restricciones y en donde se hace uso del algoritmo genético u otras técnicas de optimización, se tiene la estrategia de penalizar la infactibilidad para encontrar soluciones que cumplan con las restricciones propuestas en los modelos mediante factores de penalización. Luego son incluidas en la función de costos para formar la función objetivo. Existen otras propuestas que

sólo permiten soluciones factibles o soluciones infactibles. En el AGCB la función de costo o función objetivo y la función de infactibilidad cumplen funciones distintas. La función de costo es usada en el proceso de selección y en el proceso en que se sustituye un hijo por un padre, cuando en la población todos los individuos cumplen con las restricciones impuestas por el modelo. Por otro lado, la función de infactibilidad es usada en el momento de sustituir un hijo por un padre en la población, cuando aún existe infactibilidad en la población. Esta última característica resulta ser interesante, ya que le permite al método desplazarse por el espacio infactible, donde puede encontrar inversiones que sean útiles para encontrar la solución óptima global.

En el problema de planeamiento, la evaluación de cada individuo se hace calculando el costo total de la inversión en líneas como también el costo asociado a la infactibilidad representado en el corte de carga o demanda no atendida. El primer valor se asocia al denominado problema de inversión y el segundo al denominado problema de operación.

5.5.4. Selección

En el AGCB el proceso de selección se hace mediante la técnica *torneo*, la cual es más eficiente que la técnica *ruleta* que hace parte de la gama *selección proporcional* usada en el algoritmo genético tradicional. Aquí se gana eficiencia en tiempo de cómputo al no requerir transformar el problema a uno de maximización, además garantiza una población más diversa, ya que cada individuo de la población tiene igual probabilidad de ser elegido para hacer parte de la siguiente generación. La técnica selecciona k participantes, donde k varía entre 2 y 4. El proceso es como sigue: se seleccionan aleatoriamente k individuos de la población, de allí se selecciona el que tenga la mejor función objetivo, calificándose como primer padre. Luego se repite el proceso para encontrar el segundo padre, garantizando en el proceso que ambos padres sean distintos. Después los padres pasan a la fase de recombinación. Se debe tener especial cuidado con la elección del número de participantes en el torneo, dependiendo del tamaño de la población, de forma que el proceso no sea demasiado elitista.

5.5.5. Recombinación

Esta fase utiliza las configuraciones obtenidas en la selección. Aquí se realiza lo que se conoce en genética como *crossing over*, que significa intercambiar material

genético, y en el caso de planeamiento consiste en combinar la información de los padres encontrados en la selección con el propósito de obtener un individuo con una configuración de mejor calidad, generalmente se obtienen dos descendientes de la recombinación, pero en el AGCB, a diferencia del algoritmo genético tradicional, sólo un descendiente tiene la posibilidad de conformar la siguiente generación, y el otro es eliminado. Para el problema de planeamiento con cambio de nivel de tensión, supóngase que se tienen los dos padres de la figura 13.

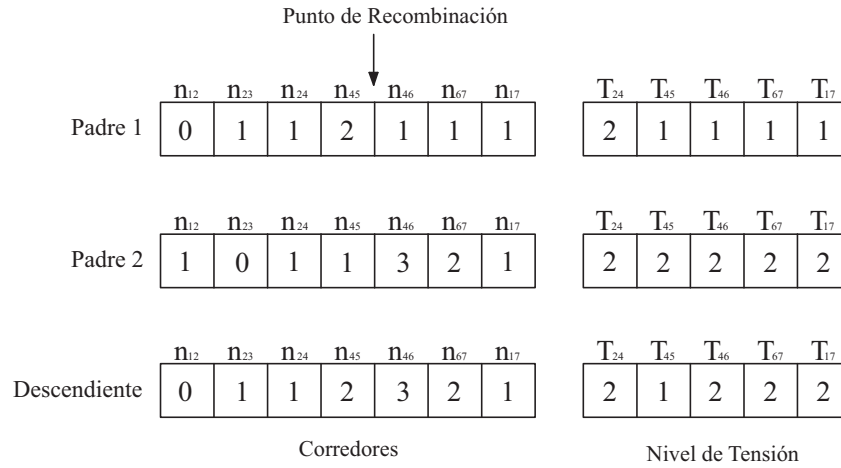


Figura 13: Recombinación de un punto usada en la metodología.

El descendiente se conforma por las primeras 4 posiciones del padre 1 y el resto de la información la hereda del padre 2. El punto de recombinación es seleccionado de forma aleatoria. Los corredores con adiciones n_{ij} que no tienen un valor asociado T_{ij} corresponden a corredores existentes para los cuales no se considera modificar el nivel de tensión. Por ejemplo, el corredor 2 – 3. En la figura 13 puede observarse que la codificación no tiene en cuenta los corredores que tienen el nivel de tensión definido. Una característica interesante es que cada corredor nuevo tiene asociada una tensión, y que ésta lo acompaña siempre en el proceso de intercambio. Es decir, si el corredor se transfiere al descendiente, pasa con su nivel de tensión. El ejemplo anterior utiliza recombinación de 1 punto, pero en el proceso de ajuste de parámetros del algoritmo se experimenta también con recombinación de 2 puntos.

5.5.6. Mutación

A diferencia del algoritmo genético tradicional, la mutación en el AGCB se ejerce en un solo individuo, definiéndose como la alteración de 1 o más genes del vector decisión

(descendiente obtenido del proceso de recombinación) de acuerdo al porcentaje o tasa de mutación. En el planeamiento de la transmisión la mutación se hace de acuerdo a la tasa que se fije de mutación, y la modificación en el gen seleccionado depende de varios factores. Se define un límite máximo de corte de carga (maxcor), luego si la propuesta tiene un corte de carga mayor al límite máximo, se dará probabilísticamente más prioridad a: 1) adicionar circuitos que a remover, y 2) la elevación sobre la reducción o conservación de la tensión. También se tendrá un límite superior de líneas agregadas por corredor, el cual debe respetarse durante el proceso de optimización. En la figura 14 se muestra un ejemplo de mutación aplicada a la configuración obtenida en la fase de recombinación.

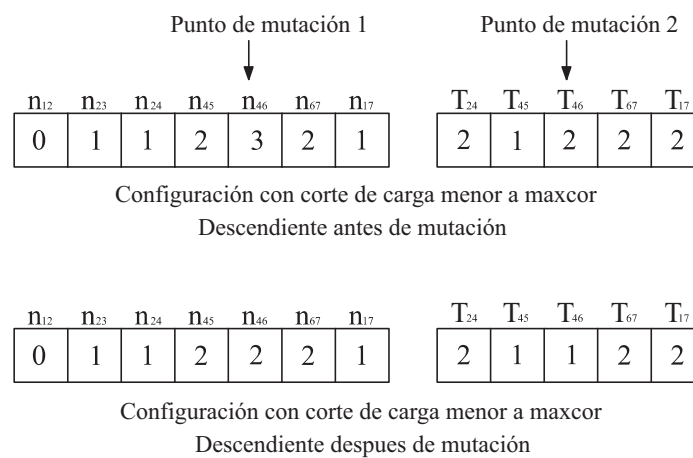


Figura 14: Mutación usada en la metodología.

5.5.7. Mejoría local de un individuo

En el planeamiento de la transmisión, luego de la etapa de mutación, el descendiente puede ser sometido a un análisis especial en el que puede mejorarse su función objetivo y/o disminuir su infactibilidad. En la investigación se utilizaron dos etapas de mejoramiento. La primera etapa es basada en análisis de sensibilidad y la segunda en la identificación de circuitos redundantes.

5.5.7.1. Mejoramiento local basado en sensibilidad

Usando indicadores de sensibilidad se puede determinar si existen corredores donde aún se requieran adiciones. Para este propósito se utiliza una técnica heurística constructiva basada en la propuesta de Villasana-Garver-Salon (VILLASANA; GARVER; SALON, 1985). El indicador de sensibilidad puede identificar varias adiciones que

resultan interesantes para mejorar la solución y entre ellas se selecciona una, que puede ser la mejor, para agregar un circuito. En este trabajo se utiliza esta etapa para identificar en forma heurística refuerzos en corredores candidatos. Si la heurística identifica un transformador, puede o no omitirse la adición, ya que estos se determinan en una fase diferente del proceso metodológico.

El algoritmo heurístico constructivo, que usa la idea fundamental propuesta por Villasana-Garver, se basa en un modelo matemático que utiliza dos redes superpuestas. La primera corresponde a la red existente (circuitos de la topología base) y la segunda a la red nueva compuesta por todas las alternativas de expansión posibles. El algoritmo aplica a la red existente la primera y la segunda ley de Kirchhoff, y sólo aplica la primera ley de Kirchhoff a la red nueva. De esta forma el modelo matemático resultante para representar la red resulta lineal, este modelo fue presentado en el capítulo (3) con el nombre de modelo híbrido lineal continuo.

Al resolver el problema de planeamiento de la expansión, usando el modelo híbrido lineal continuo, sistema (3.10), se determina que cantidad de elementos deben adicionarse a la red de transmisión para que no se presente racionamiento o corte de carga. Sin embargo, como se explicó en la sección 3.6, las variables n_{ij} pueden tener valores de adiciones fraccionarias para varios corredores. En este caso, la propuesta en este trabajo es adicionar un circuito en la posición con mayor cantidad fraccionaria siempre que la fracción sea mayor o igual a un cierto valor, por ejemplo, a 0.5. En la referencia (ESCOBAR; ROMERO; GALLEG0, 2010) puede encontrarse una descripción más detallada de esta heurística y su funcionamiento.

5.5.7.2. Mejoramiento local basado en identificación de circuitos redundantes en el sistema

Otra alternativa de mejoramiento que se aplica en este trabajo consiste en identificar elementos redundantes en el sistema, es decir, elementos que al ser removidos reducen el costo de inversión pero no alteran la factibilidad del problema. Para esto se resuelve sucesivamente la propuesta actual eliminando cada vez un circuito adicionado. El proceso de retiro de líneas de transmisión se realiza en orden de mayor a menor costo, y sólo se considera retirar un circuito de cada corredor, es decir, si el corredor tiene dos propuestas de adición, sólo se probará removiendo uno de los circuitos.

Este método es una herramienta bastante eficaz para evitar que se hagan inversiones innecesarias en el sistema. De otro lado, esta fase se incluye en el proceso de

optimización cuando se ha alcanzado un número predeterminado de generaciones, ya que inicialmente se puede tener un sistema altamente no conexo, en el que la mayoría de elementos al ser removidos no alteran la factibilidad del problema, pero si disminuyen el costo de inversión.

Si la mejoría local basada en identificación de circuitos redundantes se incluye desde el inicio del proceso de optimización, se puede ver reflejado en el tiempo de convergencia, dependiendo del tamaño del sistema y de su topología. En este trabajo se encuentra que para: a) modelo de planificación, la etapa de mejoramiento por identificación de circuitos redundantes puede ir desde el inicio del proceso; y b) modelo de desplanificación, al ser altamente no conexo en un principio, debe permitirse que avance un número bajo de generaciones, con el fin de que se tenga un sistema un poco mas conexo y no todos los circuitos se identifiquen como irrelevantes.

5.5.8. Alteración de la población

Sólo se reemplaza un individuo de la población en cada ciclo generacional. El proceso de sustitución de individuo en el AGCB sigue las siguientes reglas:

1. El descendiente sólo puede reemplazar a un individuo de la población de menor calidad. Se pueden presentar los siguientes casos: A) El descendiente es infactible y en la población existen individuos infactibles con mayor infactibilidad. En este caso el descendiente reemplaza al individuo más infactible de la población. B) El descendiente es factible y en la población existen individuos infactibles. En este caso se reemplaza al individuo más infactible de la población. C) El descendiente es factible y en la población solo existen individuos factibles, algunos de peor calidad que el descendiente. En este caso el descendiente reemplaza al individuo con peor función objetivo.

Para todos los casos, si el descendiente tiene mejor función objetivo que el mejor de la población (incumbente) y no cumple diversidad se usa el criterio de aspiración. En este trabajo, el criterio de aspiración permite sustituir aquel individuo (descendiente) por el individuo calificado como mejor solución del proceso en dicho instante (incumbente), además deben ser reemplazados todos los individuos de la población que no satisfagan diversidad con el nuevo individuo (descendiente). Luego, en las siguientes generaciones debe completarse de nuevo el tamaño inicial de la población con nuevos individuos, producto de las etapas de selección, recombinación, mejoría local y mutación. Estas etapas

son aplicadas a los individuos restantes de la población que satisfacen diversidad con el descendiente que reemplazó la incumbente.

2. El descendiente debe ser diferente a todos los individuos de la población, para poder pertenecer a la siguiente generación, de lo contrario será eliminado.

5.5.9. Criterio de parada

El proceso finaliza si no se mejora la incumbente después de un número preestablecido de generaciones.

5.6. Alternativas usadas para mejorar el desempeño del AGCB a través del cálculo de capacidad de una subestación

Con el propósito de mejorar el desempeño del AGCB, se implementaron las tres alternativas siguientes:

5.6.1. Alternativa 1: Uso de equivalentes de red y reducción del sistema.

Esta propuesta utiliza una red reducida para un sistema con restricciones de transmisión, en el que se eliminan las subestaciones, de tal forma que produzca un corte de carga o potencia no servida (PNS) similar al del sistema sin reducir (DOMINGUEZ; ESCOBAR; GALLEGU, 2011).

La técnica consiste en eliminar todos los transformadores de la red intentando conservar su efecto eléctrico de la mejor forma posible. Con este procedimiento se logra reducir el tamaño del vector de variables de decisión respecto al que se tiene en el planeamiento tradicional. Las rutas de transmisión compiten entre sí a través de su costo, cantidad de circuitos y nivel de tensión. El proceso de reducción se basa en conceptos de equivalentes de red descritos anteriormente, ecuaciones (5.1) y (5.2). Como se comentó antes, a través de la reducción se eliminan los transformadores de la red pero su admitancia se transfiere a los demás elementos de la red.

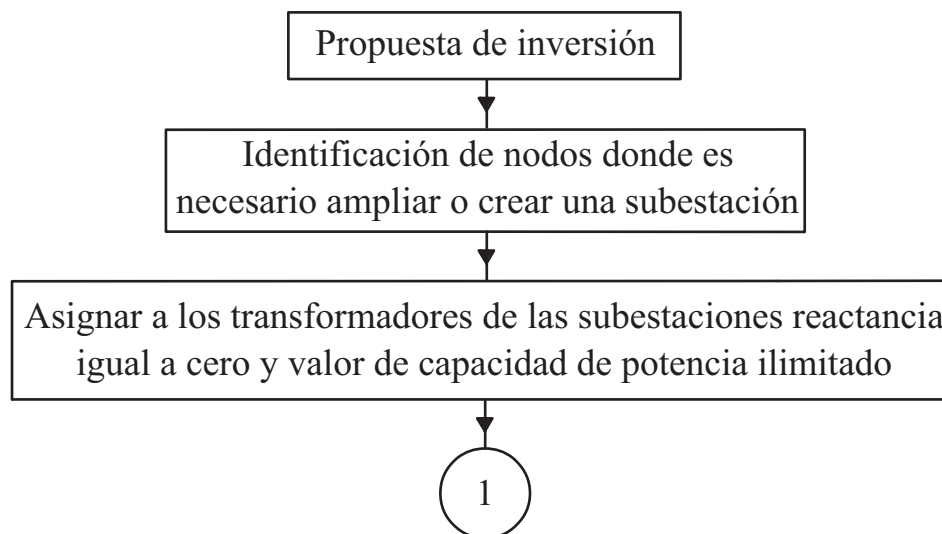
Antes de ser transferidas, las reactancias y las capacidades de las subestaciones se determinan usando un procedimiento de dos pasos: en el primer paso se conservan

los nodos entre los que se encuentran conectadas las subestaciones, pero se colocan temporalmente todas las reactancias de sus transformadores en cero y se dejan los valores de sus capacidades de potencia ilimitados. En un segundo paso se resuelve el problema operativo resultante usando el modelo de flujo de carga DC y se calculan los flujos de potencia que circulan entre los nodos donde estaban las subestaciones. La cantidad de transformadores requeridos en cada subestación se calcula de forma aproximada a través del siguiente índice de sensibilidad:

$$I_s = \left| \frac{f_{ij}}{\bar{f}_{ij}} \right| \quad (5.3)$$

Donde f_{ij} es el flujo que circula entre los nodos donde se encontraba el transformador y \bar{f}_{ij} es la capacidad de potencia del transformador. Finalmente se puede establecer el número de transformadores que posiblemente requerirá el sistema mediante la aproximación del índice de sensibilidad hacia el entero más próximo inmediatamente mayor.

En la figura (15) se presenta el diagrama de flujo que detalla el procedimiento en la alternativa uno. Allí se puede observar que para una propuesta de inversión, primero se deben identificar nodos de la red que requieran ampliar la subestación o dado el caso crear una. También se observa que al final se deben reasignar valores de capacidad de potencia y valor de reactancia equivalente, para luego hacer el equivalente de red. A continuación se muestra este procedimiento:



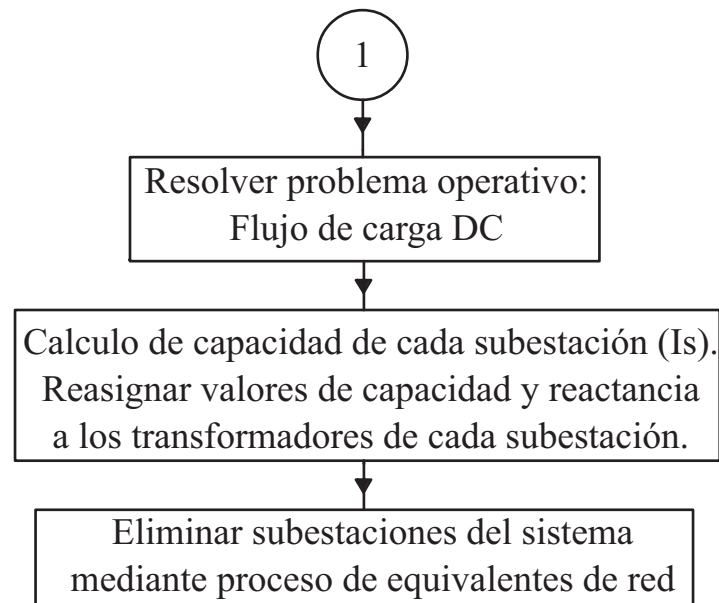


Figura 15: Diagrama de flujo: Alternativa 1.

5.6.2. Alternativa 2: Uso de variables duales de las restricciones de flujo de potencia en conjunto con una técnica de búsqueda local.

En este caso se combina un procedimiento heurístico y un algoritmo microgenético. La heurística, al igual que en la alternativa 1, calcula el índice de sensibilidad según la ecuación (5.3), sin embargo aproxima hacia el entero más próximo inmediatamente menor. Luego se determinan las variables duales de las restricciones del tipo (3.5), descritas en la sección 3.2, asociadas a los sitios donde existen subestaciones en el sistema, para determinar si existen subestaciones operando en su límite. Si la cantidad de transformadores adicionados por la heurística más la cantidad existente en la red base es insuficiente, las variables duales de las restricciones del tipo (3.5), se hacen diferentes de cero, indicando que se requieren más adiciones. De esta forma se puede guiar el proceso de una forma más adecuada, identificando los transformadores que están al límite de su capacidad de potencia activa. Finalmente, se utiliza un procedimiento de búsqueda local, basado en un microgenético, que considera como variables únicamente a las subestaciones que se encuentran en su límite de capacidad. De esta forma se realiza una búsqueda en la vecindad de la configuración inicial para identificar combinaciones que mejoren el funcionamiento global de la red.

El algoritmo microgenético tiene un diseño que requiere de poco esfuerzo computacional, y esta basado en el algoritmo genético simple. A continuación se

describen las etapas que lo conforman:

1. Inicia con un número pre-especificado de transformadores para cada subestación (configuración inicial).
2. Población inicial: Creada de forma aleatoria. Se debe tener un numero bajo de adiciones en cada individuo de la población, ya que la propuesta de inversión inicial tiene un numero de transformadores pre-especificado por el indice de sensibilidad y la red base. De otro lado, el tamaño de la población depende del numero de transformadores considerados en el sistema. En la investigación se explora y encuentran buenos resultados cuando: se tienen máximo de 1 a 2 transformadores en cada individuo de la población, y el tamaño de la población se ajusta a 6 individuos. Sin embargo, estos valores pueden cambiar con el tamaño del sistema usado.
3. Los elementos de la población deben discrepar en al menos un transformador de transmisión.
4. Al ser una técnica de búsqueda local exclusiva para transformadores, se limita la adición de recursos a pocos elementos.
5. Selección: se seleccionan aleatoriamente dos individuos. No existe torneo.
6. Recombinación: se recombinan los individuos seleccionados usando intercambio de información entre los cromosomas, de un único punto.
7. La tasa de mutación debe ser alta. En la investigación se encontró que deben mutar como máximo cuatro individuos de la población con una probabilidad del 50 % cada uno.
8. Reemplazo: sigue las mismas características del AGCB propuesto, sin embargo no contiene la etapa de aspiración.
9. Penaliza la demanda no atendida.
10. Número generaciones debe ser bastante bajo. En la investigación se utilizaron 15.

Finalmente, para esclarecer el funcionamiento de la alternativa 2, en la figura (16) se muestra el diagrama de flujo.

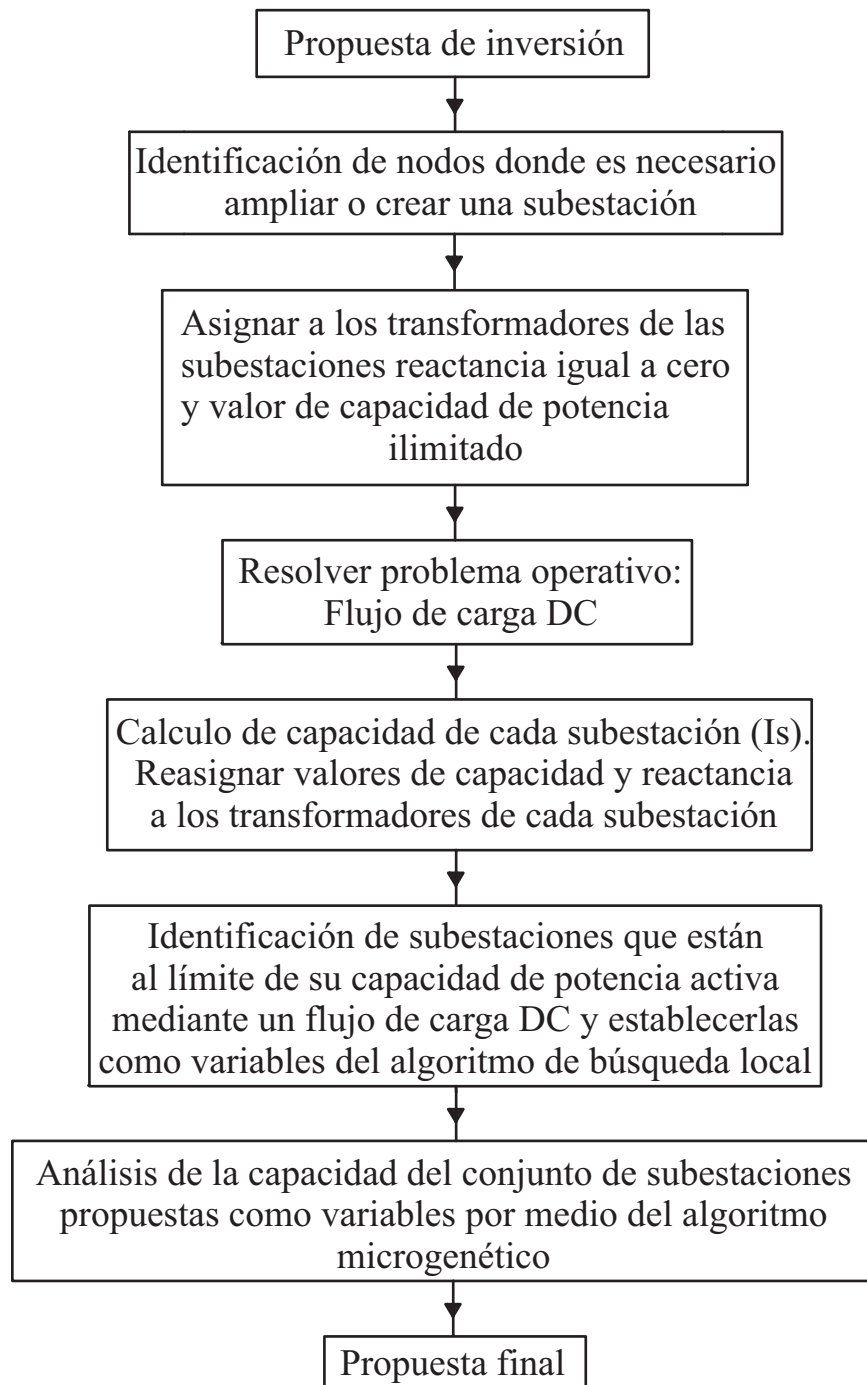


Figura 16: Diagrama de flujo: Alternativa 2.

5.6.3. Alternativa 3: Un procedimiento heurístico combinado con una búsqueda local.

Esta alternativa es similar a la anterior, con la diferencia que no usa las variables duales y, por lo tanto, considera como variables del microgenético a todas las subestaciones presentes en la propuesta de inversión, estén o no operando en su límite superior.

En resumen, la técnica metaheurística realiza propuestas de adición de líneas de transmisión y el algoritmo microgenético explora la combinación de subestaciones que mejor se adecúa a la propuesta de inversión en líneas.

La alternativa 3 permite una mayor exploración en la vecindad que la alternativa 2. En la figura (17) se muestra el diagrama de flujo que explica su funcionamiento.

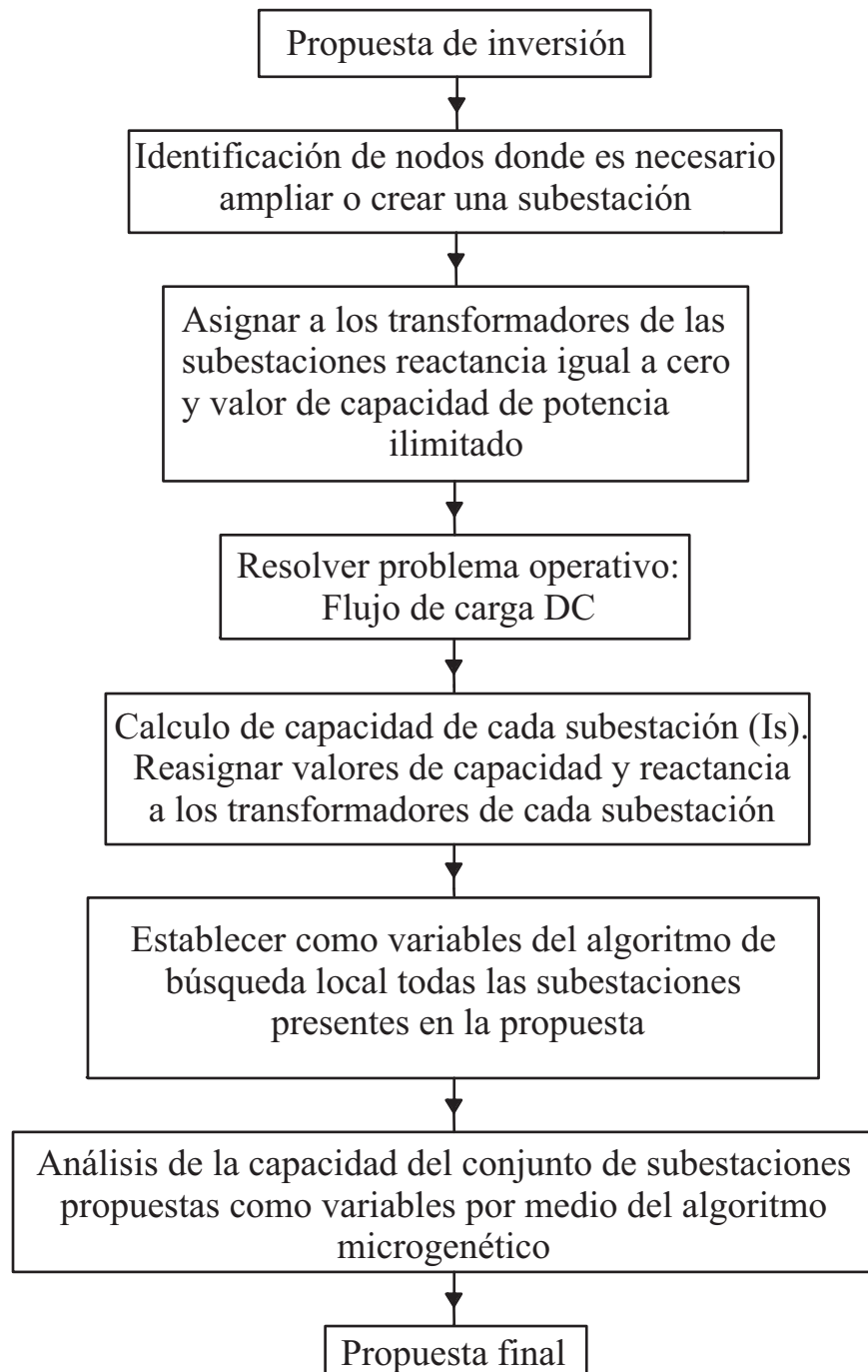


Figura 17: Diagrama de flujo: Alternativa 3.

Como se puede observar en las figuras (16) y (17) las alternativas 2 y 3 difieren en

inicialización del algoritmo microgenético, y a su vez estas difieren de la alternativa 1 en la utilización de un método híbrido que combina análisis sensibilidad y un algoritmo combinatorial que evalúa la capacidad de las subestaciones a solo la utilización de un criterio heurístico basado en sensibilidad.

5.7. Descripción del proceso de optimización

En esta sección se hace una descripción breve de los pasos que sigue el proceso de optimización.

1. Definir parámetros del AGCB (tamaño de la población, número de padres por torneo, tasa de mutación, tipo de recombinación, y criterio de diversidad).
2. Crear población inicial del AGCB. Luego se identifica para cada propuesta de inversión de líneas de transmisión (individuos de la población), donde es necesario ampliar o crear una subestación; y se aplica, según la alternativa utilizada para cálculo de capacidad de una subestación, el modelo (3.6) o (3.9), según si se analizan propuestas de tensión en la red nueva, o además de la red nueva, propuestas de nivel de tensión en la red base. Se aclara que el modelo resultante para ambos casos es un PL debido a que se conoce la propuesta de inversión.
3. Aplicar operador de selección
4. Aplicar operador de recombinación
5. Se analiza el descendiente al igual que en el ítem 2, para conocer el costo de la propuesta de inversión (debido a líneas de transmisión nuevas y a la ampliación o creación de subestaciones) y el corte de carga.
6. Aplicar operador de mutación al descendiente.
7. Aplicar mejoría local al descendiente. El primer paso de mejoría local se basa en el modelo híbrido lineal continuo, donde se ingresa la red que sea propuesta por completo, de acuerdo a líneas de transmisión (alternativa 1) o además de líneas de transmisión transformadores de potencia (alternativas 2 y 3). En el segundo paso de mejoría local (identificación de circuitos redundantes), se utiliza el modelo (3.6), si se considera el nivel de tensión en la red base, o el modelo

(3.9) si se considera el nivel de tensión en toda la red. Este segundo no se aplica en cada iteración, sino con cierta frecuencia dependiendo de la evolución de la solución.

8. Criterio de Reemplazo.

9. Criterio de Parada. (Si no cumple criterio de parada, ir al paso 3. De otro lado finaliza el proceso).

6 *Análisis de Resultados*

A continuación se muestran los resultados obtenidos con la codificación propuesta y cada una de las alternativas de cálculo de la capacidad de las subestaciones. Sin embargo, inicialmente se mostraran los resultados obtenidos para el problema de la expansión tradicional con un AGCB general, es decir, considerando todos los elementos de la red como variables en el vector de decisión (líneas y transformadores), para los sistemas Garver con y sin redespacho (Garver 1, Garver 2), para el sistema IEEE 24 barras y el sistema Sur brasileiro, con el fin de mostrar la eficiencia del AGCB como técnica para resolver el problema de la transmisión. Los datos de los sistemas anteriores están disponibles en (ESCOBAR, 2002; GALLEGO, 2005), sin embargo de forma adicional se anexan en el Apéndice C. En (ESCOBAR, 2002; GALLEGO, 2005), se encuentran las soluciones óptimas de cada uno de estos sistemas en la literatura especializada. También se mostraran pruebas realizadas al modelo DC que considera circuitos en paralelo de diferente reactancia y el efecto de eliminar un transformador de la red mediante equivalentes de red.

Inicialmente se comprobó la consistencia y la eficiencia de la propuesta para cambio de nivel de tensión. Para esto se usó como sistema de prueba el sistema sur brasileiro de 46 barras y 79 corredores de la literatura especializada, que se denominará en adelante sistema sur46A. A partir de este sistema se crean dos sistemas nuevos: el sistema sur brasileiro de 46 nodos con la demanda aumentada respecto al sistema original pero que conserva los niveles de tensión del sistema inicial, que se denominará sistema sur46B; y el sistema sur46C que tiene la demanda modificada del sistema sur46B pero que permite que los corredores nuevos puedan operar a 230KV o a 500KV. En el apéndice A se muestran los valores de demanda modificados para los sistemas sur46B y sur46C, y los valores de reactancia, capacidad y costo de las nuevas subestaciones y los nuevos corredores que pueden surgir en el sistema sur46C y que no aparecen en la base de datos del sistema sur tradicional: sur46A.

El problema de planeamiento del sistema de transmisión se resuelve implementando

los procedimientos heurísticos descritos anteriormente, el AGCB y el flujo de carga DC, en un programa de computador escrito en FORTRAN. Para comparar los resultados obtenidos también se resuelve el problema usando el *solver* de uso público GLPK (MAKHORIN, 2011) el cual utiliza en su interior una técnica exacta.

Finalmente se muestran los resultados de una metodología híbrida que combina las características del AGCB y el *solver* GLPK y se muestran los resultados obtenidos cuando al problema de planeamiento con alternativas de nivel de tensión se le agrega la condición que considera retirar líneas de la operación normal porque afectan la operación del sistema futuro.

A continuación se presentan los resultados obtenidos.

6.1. Modelo DC que considera alternativas de circuitos en paralelo de diferente reactancia

Para probar el modelo DC con propuestas de corredores en paralelo se utilizó un sistema de 3 barras cuyos datos se encuentran en el Apéndice B.

Se realizaron varios flujos de carga verificando que la primera y segunda ley de Kirchhoff se cumplieran siempre. En la figura 18 y 19 se pueden observar dos de las múltiples pruebas realizadas al modelo DC, las cuales cumplen con todas las restricciones del modelo presentado en la sección 3.2.

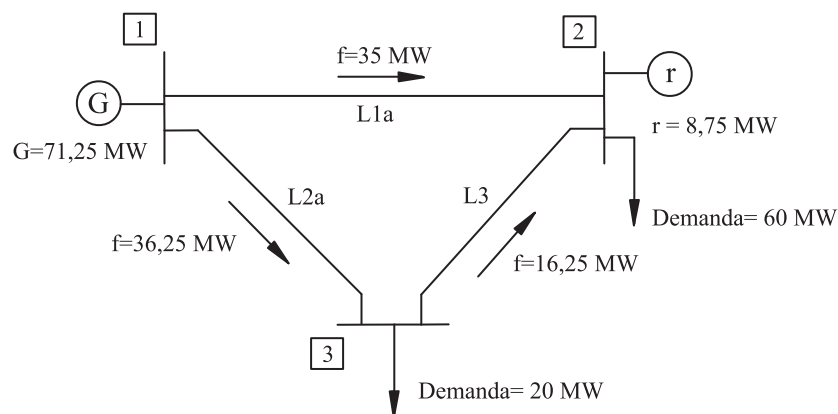


Figura 18: Resultado flujo de carga Modelo DC en sistema de 3 barras, sin reactancias en paralelo de diferente valor.

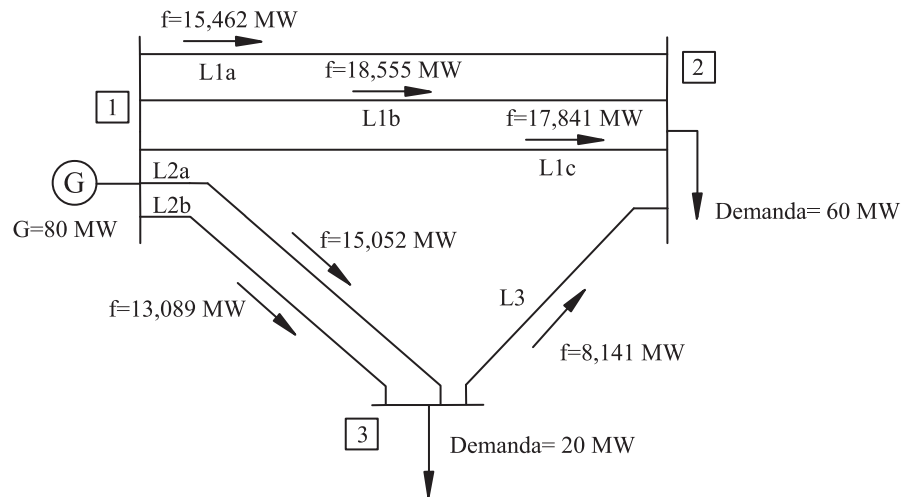


Figura 19: Resultado flujo de carga Modelo DC en sistema de 3 barras, con reactancias en paralelo de diferente valor.

En los anteriores ejemplos se muestran los flujos de potencia por las líneas y la generación necesaria en el nodo 1. De otro lado, en la figura 18 se hizo necesario un generador ficticio con 8,75 MW para completar el resto de demanda que no se pudo suministrar por recursos insuficientes en la red de transmisión.

6.2. Efecto de eliminar un transformador de la red

Este apartado está dividido en dos etapas. En la primera etapa se muestra un sistema de 4 nodos, donde se elimina la subestación del sistema, y así se clarifica que representa un equivalente de red. Luego, se presentan pruebas en un sistema de la vida real, donde se observa el grado de aproximación que se tiene con la aplicación de equivalentes de red en un sistema por completo. A continuación se presentan las pruebas realizadas.

6.2.1. Equivalente de red aplicado a un sistema de 4 barras

El primer ejemplo es un sistema de 4 nodos, que contiene dos cargas, un transformador, un generador (Generación máxima: 276,85 MW) y dos líneas de transmisión. En la figura 20 se puede observar el ejemplo con los datos específicos del sistema y los flujos de potencia luego de aplicar un flujo de carga DC.

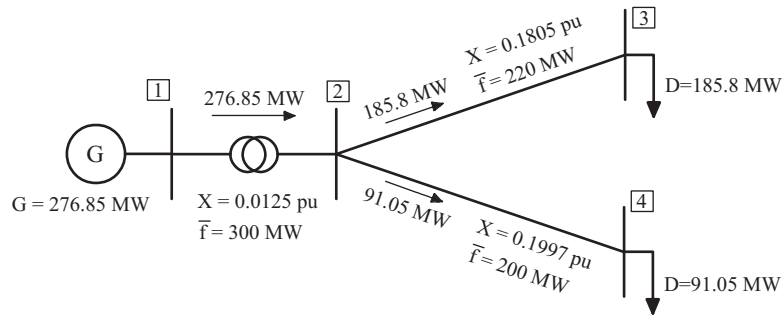


Figura 20: Sistema de potencia de 4 nodos, sin equivalente de red.

Si se aplica la relación (5.1), se obtendría un sistema con impedancias nuevas y un corredor de transmisión nuevo. En la figura 21 se muestra el sistema equivalente con sus nuevas impedancias y los flujos de potencia luego de aplicar el flujo de carga DC.

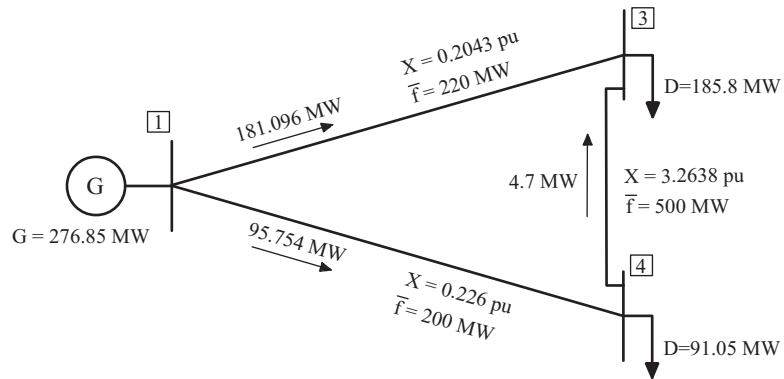


Figura 21: Sistema de potencia de 4 nodos, con equivalente de red.

Se puede observar en la figura 21, que aparece un nuevo corredor de transmisión, (n_{3-4}) , que a su vez tiene un valor de impedancia con un valor de mucho mas de tres veces que la mayor impedancia del sistema. De otro lado, si existieran mas subestaciones o el nodo dos tuviera mas conexiones, aparecerían mas corredores de transmisión nuevos. Se puede ver que el flujo de potencia a través del corredor n_{3-4} representa un valor porcentual pequeño con respecto a los otros corredores de transmisión. Por las anteriores razones, en esta investigación, este tipo de corredores nuevos se omiten. Luego, el equivalente de red sugerido en la alternativa 1, hace que el valor de la reactancia del transformador conectado entre 1 – 2, redefine las reactancias de los corredores reales 2 – 3 y 2 – 4, los cuales se denominan 1 – 3 y 1 – 4 después de la reducción. De otro lado, si el sistema tuviera una carga conectada en dos, se obtendría un resultado similar, y se tendría que aplicar la relación (5.2).

6.2.2. Equivalente de red aplicado a un sistema de real

A continuación se muestran diferentes pruebas, en las cuales se evidencia el efecto de incluir o no las subestaciones en una red, y las implicaciones de no transferir la potencia inyectada del nodo eliminado. En ((JALILZADEH; KAZEMI; MAHDAVI; HADADIAN, 2008; JALILZADEH; SHAYEGHI; MAHDAVI; HADADIAN, 2009; MAHDAVI; SHAYEGHI; KAZEMI, 2009)) se considera que la reactancia de los transformadores es nula lo que puede generar resultados incorrectos. Se muestran los resultados en forma de casos, y en estos se compara la demanda no atendida, o corte de carga, usando: un método exacto (Sin eliminar transformadores de la red), equivalentes de red (ER), y la eliminación del transformador sin tener en cuenta sus efectos. Para las pruebas se usa un flujo de carga DC, utilizando el sistema Sur Brasileiro (sur46A).

Para el sistema Sur Brasileiro se realizan pruebas reduciendo 3 de los 11 transformadores existentes en la topología inicial. En cada caso, los transformadores que se reducen se encuentran entre 18-19, 20-21 y 42-43. A continuación se presentan cada uno de los casos:

- Caso 1: Alternativa que considera que existe un transformador entre nodos 20-21, 42-43 y 18-19.

Método	Corte de Carga en la Red (MW)
Exacto	2278.162
ER	2302.3866
Eliminación Sin Efectos	2324.6171

- Caso 2: Alternativa que considera que existe un transformador entre 20-21 y 42-43, y dos transformadores entre 18-19.

Método	Corte de Carga en la Red (MW)
Exacto	2259.599
ER	2273.9566
Eliminación Sin Efectos	2324.6171

- Caso 3: Alternativa que considera que existen dos transformadores entre 20-21 y un transformador entre 42-43 y 18-19.

Método	Corte de Carga en la Red (MW)
Exacto	1585.9901
ER	1601.760093
Eliminación Sin Efectos	1610.5625

- Caso 4: Alternativa que considera que existen tres transformadores entre 20-21, y un transformador entre 42-43 y 18-19.

Método	Corte de Carga en la Red (MW)
Exacto	1422.635
ER	1358.093
Eliminación Sin Efectos	1420.642

Luego, al observar la estructura del sistema sur brasilero descrito en el apéndice (C), para las anteriores pruebas, no es necesario transferir carga de algún nodo. De esta forma, para observar el efecto de la transferencia de potencia inyectada nodal, se consideran además los corredores 28-41 y 41-43, y el transformador entre 40-41. En todos los casos siguientes se eliminan todos los transformadores.

- Caso 5: Alternativa que considera que existe un transformador entre 20-21, 42-43, 18-19, y 40-41, y un circuito entre 28-41 y 41-43.

Método	Corte de Carga (MW) transfiriendo la potencia inyectada	Corte de Carga (MW) sin transferir la P inyectada
Exacto	2126.2338	2126.2338
ER	2154.78612	2115.6575
Eliminación Sin Efectos	2291.3777	2251.006

- Caso 6: Alternativa que considera que existe un transformador entre 20-21, 42-43, 18-19, tres transformadores entre 40-41, y un circuito entre 28-41 y 41-43.

Método	Corte de Carga (MW) transfiriendo la potencia inyectada	Corte de Carga (MW) sin transferir la P inyectada
Exacto	2096.577	2096.577
ER	2120.6263	2106.4584
Eliminación Sin Efectos	2266.3930	2251.006

De otro lado, se muestran los resultados obtenidos al eliminar todos los transformadores de la mejor solución reportada en la literatura especializada para el problema de planeamiento estático de la transmisión en el sistema sur brasileiro, la cual se muestra mas adelante en este mismo capítulo.

Método	Corte de Carga (MW) transfiriendo la potencia inyectada	Corte de Carga (MW) sin transferir la P inyectada
Exacto	0	0
ER	0	0
Eliminación Sin Efectos	34.032	34.032

Finalmente se prueba una propuesta de inversión con corte de carga de 583.2878 MW, donde se realizan las siguientes adiciones: $n_{1-7} = 1$, $n_{13-18} = 1$, $n_{20-21} = 2$, $n_{42-43} = 1$.

Método	Corte de Carga (MW) transfiriendo la potencia inyectada	Corte de Carga (MW) sin transferir la P inyectada
Exacto	583.28782	583.28782
ER	597.4323	597.4323
Eliminación Sin Efectos	602.400	602.400

Se aclara que los métodos tradicionales de reducción de circuitos asumen que la capacidad de todos los elementos del sistema es ilimitada, lo que no permite su implementación directa en circuitos con congestionamiento, y lo que se hace en este trabajo en la alternativa 1, es aplicar equivalentes de red sobre una red que puede presentar congestionamiento dependiendo de la propuesta de inversión.

En aplicaciones de planeamiento óptimo de redes de transmisión de energía eléctrica, los resultados obtenidos durante el proceso iterativo están normalmente asociados a redes congestionadas. En los pasos intermedios del proceso de optimización no

se requiere gran exactitud en la solución dado que las respuestas parciales no son aceptadas como solución final debido a la existencia de corte de carga. En la solución final, o cerca a esta, si resulta importante una solución cercana o igual a la real.

Se observa en los casos anteriores, que el método de equivalente de red propuesto, se aproxima al flujo DC exacto y que los valores obtenidos mejoran en casi todos los casos a la opción de simplemente eliminar las subestaciones sin involucrar el efecto de sus reactancias en el resto del sistema. En particular los resultados obtenidos son iguales a los del sistema original cuando este sistema no presenta corte de carga.

En conclusión, Aplicar la técnica de equivalentes de red (ER) a redes con restricciones conduce a resultados aproximados en los casos en que uno o varios circuitos operan en su límite, ya que estos equivalentes se desarrollaron para redes con capacidades de transmisión ilimitada. En esta investigación, los ER se aplican a los casos intermedios, es decir, cuando existe racionamiento o corte de carga, por lo que el error no resulta crítico ya que estas soluciones intermedias no se aceptan como soluciones finales. A pesar del error que se puede cometer, los resultados resultan muy próximos a los reales, lo que permite guiar el proceso de búsqueda. En la solución final, no existe corte de carga y se pudo constatar, a través de pruebas experimentales, que el método de ER y el exacto conducen a resultados idénticos.

6.3. AGCB para planeamiento que considera como variables en el vector de decisión a los transformadores y las líneas de transmisión.

Con el propósito de tener unos resultados de referencia, se implementó un AGCB y un modelo DC usando el esquema tradicional de representación del vector de variables de decisión que considera las subestaciones dentro de las variables del AGCB. Tanto el AGCB como el modelo de flujo de carga DC se implementaron en lenguaje FORTRAN. Se resuelven varios casos con sistemas de prueba reconocidos en la literatura especializada. Inicialmente se resolvió el sistema Garver con redespacho, para el cual se encontró una solución de 110,000 US\$, con 266 ejecuciones del flujo de carga DC y un tiempo de cómputo de 0,126 segundos. La solución encontrada fue la siguiente:

$$n_{3-5} = 1, \text{ y } n_{4-6} = 3$$

En la representación anterior n_{ij} es el número de líneas de transmisión o adicionadas en los corredores nuevos o existentes.

Para el sistema Garver sin redespacho se encontró una solución de 200,000 US\$, con 248 ejecuciones del flujo de carga DC y en un tiempo de 0,125 segundos. La solución encontrada fue la siguiente:

$$n_{2-6} = 4, \quad n_{3-5} = 1, \quad y \quad n_{4-6} = 2$$

Para el sistema IEEE 24 Barras se encontró una solución de 152,000,000 US\$, con 659 ejecuciones del flujo de carga DC y en un tiempo de 2,76 segundos. La solución encontrada fue la siguiente:

$$n_{6-10} = 1, \quad n_{7-8} = 2, \quad n_{10-12} = 1, \quad y \quad n_{14-16} = 1$$

Para el sistema sur brasilero de 46 nodos se encontró una solución de 72'870.000 US\$, con 698 ejecuciones del flujo de carga DC en un tiempo de 6.203 segundos. La solución encontrada fue la siguiente:

$$n_{2-5} = 1, \quad n_{5-6} = 2, \quad n_{13-20} = 1, \quad n_{20-21} = 2, \\ n_{20-23} = 1, \quad n_{42-43} = 1, \quad y \quad n_{6-46} = 1$$

Todas las soluciones encontradas anteriormente son las mejores reportadas para estos casos en la literatura especializada. Pruebas experimentales han mostrado que estas corresponden a soluciones óptimas de estos sistemas.

6.4. Alternativa 1: Uso de equivalentes de red y reducción de las subestaciones del sistema.

En esta alternativa, al igual que en las alternativas siguientes que serán presentadas en esta investigación, se separan las variables asociadas a subestaciones de las variables asociadas a corredores de transmisión. En esta alternativa, el AGCB se encarga de definir las inversiones en corredores y un procedimiento posterior se encarga de determinar la capacidad y el costo de las subestaciones, así como las reactancias equivalentes asociadas a estas subestaciones para incluirlas en el flujo DC. Esta alternativa se probó inicialmente sobre el sistema sur brasilero tradicional de 46 barras,

el cual no considera realizar modificaciones en el nivel de tensión de los corredores nuevos. Al resolver se encuentra la solución óptima conocida para este sistema con una inversión $v = 72'870.000$ US\$. El tiempo de cómputo requerido es de 4,89 segundos y resuelven 1035 problemas de flujo de carga DC. Este resultado muestra que la metodología implementada en FORTRAN y que considera las inversiones en transmisión de manera separada a las inversiones en subestaciones, conduce a las mismas respuestas y en un tiempo de cómputo inferior. En esta prueba, al sistema no se le permitió considerar alternativas de tensión para los corredores nuevos, y por tanto, se selecciona como tensión aquella que fué prevista para estos corredores por parte del agente planeador. La nueva metodología muestra ser más eficiente en tiempo de cómputo. Se verifica la importancia de separar el problema de optimización en dos subproblemas: uno que opera sobre un vector de decisión reducido y que define las adiciones en líneas de transmisión, y otro que utiliza la técnica de equivalentes de red y un procedimiento posterior de cálculo de las capacidades de las subestaciones. La solución encontrada es la siguiente:

$$n_{2-5} = 1, \quad tr_{5-6} = 2, \quad n_{13-20} = 1, \quad tr_{20-21} = 2, \\ n_{20-23} = 1, \quad tr_{42-43} = 1, \quad y \quad n_{6-46} = 1$$

En la representación anterior, n_{i-j} representa las adiciones de líneas de transmisión en corredores nuevos o existentes y tr_{i-j} las adiciones de transformadores en las subestaciones propuestas por el organismo planeador. los índices $i - j$ representan los números de los nodos inicial y final entre los que se encuentran conectadas las líneas o los transformadores.

A continuación, se prueba esta alternativa sobre el sistema sur46C que permite dos niveles de tensión, en cada corredor nuevo, y que tiene una demanda superior a la del sistema sur46A. La mejor solución encontrada usando la alternativa 1 es de $171'717.000$ US\$, requiere de un tiempo de cómputo de 569,04 segundos, la solución de 50004 problemas de flujo de carga DC y presenta la siguiente configuración:

$$n_{12-14} = 4, \quad tr_{20-21} = 1, \quad tr_{42-43} = 1, \quad n_{6-46} = 1, \\ n_{19-25/500kV} = 1, \quad n_{28-31/500kV} = 1, \quad n_{28-30/500kV} = 1, \\ tr_{24-25} = 2, \quad tr_{5-6} = 2, \quad tr_{26} = 3, \quad y \quad n_{26-29/500kV} = 1$$

En la representación anterior, tr_{i-j} es el número de transformadores adicionados en las subestaciones existentes o propuestas por el organismo de planificación, tr_i es el

número de transformadores adicionados en una subestación que no es ni existente ni propuesta por el ente de planeación y que es creada por la metodología y conectada al nodo existente i , $n_{ij/kV}$ indica el número de adiciones en un corredor con alternativas de tensión, donde $i-j/kV$ indica el corredor donde se realiza la adición y el nivel de tensión que se le asigna. Si sólo se indica n_{ij} quiere decir que el corredor existe y que conserva la tensión que tiene en la red actual. En esta prueba no se considera la opción de modificar la tensión de las líneas de corredores existentes.

Se puede observar que el proceso de solución adiciona transformadores en varias subestaciones existentes o propuestas por el agente planeador: tr_{20-21} ; tr_{42-43} ; tr_{24-25} y tr_{5-6} ; y crea una subestación nueva conectada al nodo 26 del sistema: tr_{26} con 3 unidades transformadoras.

Lógicamente, si aparece una propuesta de adición para una línea de transmisión a un cierto nivel de tensión en kV, y esta línea está unida a una subestación en uno o en ambos extremos, esta debe estar conectada a los nodos de la subestación que tengan su mismo nivel de tensión. Este efecto puede verse en la figura 22, la cual representa la conexión de la subestación creada en el nodo 26 y el corredor de transmisión $n_{26-29/500kV}$, para el esquema del sistema Sur Brasileiro mostrado en el apéndice C.

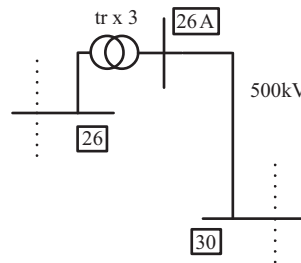


Figura 22: Conexión de nueva subestación en el nodo 26.

Obsérvese que el corredor propuesto es $n_{26-29/500kV}$, y en la figura 22 aparece entre los nodos 26A – 30, sin embargo, en el nodo 30 existe una subestación no existente propuesta por el operador de la red (tr_{29-30}), donde eventualmente se pueden hacer conexiones en 230kV o 500kV según sea el caso. De otro lado, las líneas formadas por puntos representan el resto de la red.

6.5. Alternativa 2: uso de variables duales de restricciones de flujo de potencia en subestaciones combinada con una técnica de búsqueda local.

Utilizando la alternativa 2 se resuelve de nuevo el sistema sur46C. Al igual que en la alternativa 1, un AGCB determina las inversiones en líneas de transmisión en corredores nuevos y existentes. En este caso, la cantidad y capacidad de los transformadores necesarios, para interconectar los nuevos corredores de transmisión, se determina combinando la eliminación parcial de las reactancias de los transformadores, seguido por un procedimiento que usa información de las variables duales para definir la cantidad necesaria de unidades transformadoras y las utiliza como variables iniciales de un algoritmo microgenético para refinar el valor de la capacidad de las subestaciones. Se pretende obtener información de las subestaciones que se encuentran operando en su límite superior para guiar el proceso de búsqueda local que determina donde debe reforzar las subestaciones. Esta alternativa encuentra una solución de 167'130.000 US\$ y requiere de un tiempo de cómputo de 222,16 segundos y la solución de 29784 problemas de flujo de carga DC. La configuración encontrada es la siguiente:

$$\begin{aligned} n_{12-14} &= 4, & n_{34-35} &= 1, & tr_{20-21} &= 1, & tr_{42-43} &= 1, & n_{6-46} &= 1, \\ n_{19-25/500kV} &= 1, & n_{28-31/500kV} &= 1, & n_{28-30/500kV} &= 1, & tr_{24-25} &= 2, \\ tr_{5-6} &= 2, & tr_{26} &= 2, & \text{y } n_{26-29/500kV} &= 1 \end{aligned}$$

Como se puede observar, la alternativa 2 resulta más eficiente, respecto a la calidad de la solución, que la alternativa 1. De todas formas las soluciones son muy próximas. Tanto la solución obtenida con la alternativa 1 como la obtenida con la alternativa 2 crean una subestación en el nodo 26, que no fué prevista por el agente planeador.

6.6. Alternativa 3: uso de un procedimiento heurístico combinado con una búsqueda local.

Utilizando la alternativa 3 se resuelve de nuevo el sistema sur46C. Al igual que en la alternativa 1 y 2, un AGCB determina las inversiones en líneas de transmisión en corredores nuevos y existentes. En este caso, la cantidad y capacidad de los transformadores necesarios, para interconectar los nuevos corredores de

transmisión, se determina combinando la eliminación parcial de las reactancias de los transformadores, seguido por un procedimiento heurístico para definir la cantidad necesaria de unidades transformadoras, utilizando la cantidad total de transformadores como variables iniciales de un algoritmo microgenético. Esta alternativa encuentra una solución de 165'701.000 US\$ y requiere de un tiempo de cómputo de 452,37 segundos y de la solución de 63411 problemas de flujo de carga DC. La configuración encontrada es la siguiente:

$$\begin{aligned} n_{12-14} &= 4, \quad n_{18-20} = 2, \quad n_{20-23} = 1, \quad tr_{18-19} = 1, \quad tr_{20-21} = 2, \\ tr_{42-43} &= 2, \quad n_{6-46} = 1, \quad n_{28-31/500kV} = 1, \quad n_{28-30/500kV} = 1, \\ tr_{5-6} &= 2, \quad tr_{26} = 2, \quad y \quad n_{26-29/500kV} = 1 \end{aligned}$$

Se observa que esta alternativa resulta más eficiente, desde el punto de vista de la calidad de la solución, que las dos alternativas anteriores.

Al aplicar la alternativa 3 al sistema de prueba sur46B, es decir, al usar la base de datos que tiene la demanda aumentada respecto al sistema sur brasilero tradicional pero que no considera la posibilidad de seleccionar el nivel de tensión de los corredores nuevos, y en su lugar, debe utilizar los que propone el organismo planeador, se encuentra una solución $v = 177'383.000$ US\$, con la siguiente configuración:

$$\begin{aligned} n_{12-14} &= 4, \quad n_{18-20} = 2, \quad n_{20-23} = 1, \quad tr_{18-19} = 1, \quad tr_{20-21} = 2, \\ tr_{42-43} &= 2, \quad n_{6-46} = 1, \quad n_{28-31/500kV} = 1, \quad n_{28-30/500kV} = 1, \\ n_{26-29/230kV} &= 5, \quad tr_{29-30} = 2 \quad y \quad tr_{5-6} = 2 \end{aligned}$$

Al comparar los resultados de los sistemas sur46B y sur46C se observa que al permitirle a la técnica de optimización la posibilidad de evaluar el nivel de tensión más adecuado para los corredores nuevos, la solución se reduce de 177'383.000 US\$ a 165'701.000 US\$. Esto quiere decir que al considerar el nivel de tensión como variable en los corredores nuevos, se puede obtener una solución con menor costo de inversión, justificando la inclusión de estas variables en el problema de planeamiento. Puede observarse que la solución de 165'701.000 US\$ agrega una subestación nueva respecto a la solución de 177'383.000 US \$. Esta subestación: $tr_{26} = 2$ es una subestación de 230KV/500KV con dos transformadores en paralelo. También se modifica el nivel de tensión del corredor 26-29 de 230KV, propuesto por el agente planeador, a 500KV.

Finalmente se utilizó un solver de uso público, denominado GLPK (MAKHORIN, 2011), para resolver el sistema sur46C, usando el modelo lineal disyuntivo para representar la red de transmisión, el cual permite convertir el problema de programación no lineal entero-mixto PNL-EM en un problema de programación lineal entero-mixto PL-EM, que el GLPK logra resolver con éxito en sistemas de mediana complejidad o si se le disminuyen las alternativas de expansión que debe considerar. El GLPK logra encontrar la misma solución hallada con la alternativa 3 (de 165'701.000 US\$) en un tiempo de 10,41 horas. Es importante considerar que no siempre estos programas (GLPK) son exitosos en la búsqueda de la solución del problema, mientras que la metodología propuesta siempre encuentra soluciones de muy alta calidad en tiempos de cómputo relativamente bajos.

Esta prueba muestra la importancia de resolver los problemas de planeamiento usando metodologías híbridas: procedimientos heurísticos más técnicas metaheurísticas y procedimientos de búsqueda local. En este caso la calidad de la solución encontrada por la alternativa 3 y por el solver GLPK es la misma pero el tiempo de cálculo se reduce de 10,41 horas a 7,54 minutos.

6.7. Metodología Adicional: Disminución del espacio de solución mediante la identificación de variables principales.

Es claro que al incluir el nivel de tensión como variable del sistema, el número de soluciones factibles y el número de soluciones óptimas locales puede incrementarse en forma exponencial y hacer prohibitiva su solución. Para compensar en parte este aumento de la complejidad, se propone aprovechar la capacidad del algoritmo genético de Chu-Beasley para ubicarse en subespacios de alta calidad. A partir de los valores que asumen las variables en estos subespacios puede reducirse el rango de variación de las variables principales (aquellas que dan diferentes de cero) y eliminar del problema aquellas variables que asumen el valor cero, o reducir la posibilidad de que asuman valores lejanos de cero. Una técnica exacta puede complementar el proceso de optimización utilizando un modelo de programación lineal entera PLE para explorar exhaustivamente el subespacio de interés. Esta metodología no garantiza el óptimo global del problema pero es más próximo a su determinación que la técnica metaheurística operando sola.

El AGCB implementado, se compone de etapas especializadas de selección y adición de circuitos, y logra identificar los corredores más relevantes del sistema. A partir de una población de individuos construida con estas características relevantes, se ubica el algoritmo en subespacios de alta calidad. Adicionalmente se separan las variables en variables principales y variables secundarias. Para las variables principales se define un nuevo límite máximo de adiciones de acuerdo a los resultados obtenidos con la metaheurística. La experiencia muestra que si en un corredor se adicionan 4 circuitos en una propuesta subóptima, en la solución óptima este valor cambia pero no radicalmente. Si se acotan los límites de las variables principales respecto a los límites que presentan en el problema inicial, una técnica exacta no tendrá que explorar todo el espacio de solución, sino una pequeña fracción de él, agilizando el proceso de convergencia.

Se define un criterio heurístico para la restricción máxima de circuitos que se pueden agregar en cada corredor, para la respectiva evaluación con la técnica exacta. El criterio que se utiliza es el siguiente: si en el proceso de identificación de los $n_{ij,max}$ se observan circuitos con valor cero, se les proporcionará un valor de cero adiciones como límite máximo en la técnica exacta. En otras palabras, se eliminan como variables del problema. Si los $n_{ij,max}$ resultan diferentes de cero, se les asigna como límite máximo el valor $(n_{ij,max} + k)$. El valor de k es una holgura que se determina experimentalmente. En el problema de planeamiento analizado se encuentran buenas soluciones con un valor de $k = 1$.

Para mostrar la metodología se utilizan los vectores de la figura 23, que se asume que son tres soluciones subóptimas (individuo 1, individuo 2 e individuo 3) encontradas por una técnica metaheurística.

	n_{AB}	n_{AC}	n_{BD}	n_{CD}
Individuo 1	1	0	1	1
	n_{AB}	n_{AC}	n_{BD}	n_{CD}
Individuo 2	0	0	2	1
	n_{AB}	n_{AC}	n_{BD}	n_{CD}
Individuo 3	1	0	1	0
	n_{AB}	n_{AC}	n_{BD}	n_{CD}
$n_{ij,max}$	2	0	3	2

Figura 23: Límite máximo de corredores en la estrategia.

Al aplicar la estrategia propuesta de reducción del espacio de soluciones, al ejemplo de la figura 23, se observa que dos de las tres soluciones identifican la adición de un circuito en el corredor AB . Por lo tanto se toma como límite superior de adiciones, para este corredor, el mayor valor identificado más uno. En consecuencia, $n_{AB,max} = 2$. Para el corredor AC ninguna solución identifica la necesidad de adicionar circuitos. En consecuencia, la variable n_{AC} se elimina del problema. La misma lógica se aplica a los demás corredores.

En el problema de planeamiento considerando como sistema de prueba el sistema sur con alternativas de nivel de tensión (sur46C), utilizando el AGCB con la alternativa 3 para encontrar las variables principales y sus nuevos límites y usando el solver GLPK para realizar la evaluación exhaustiva del espacio reducido resultante, se obtiene una inversión de 165'701.000 US\$, es decir, la misma solución encontrada por la alternativa 3 en el apartado 6.6. La tabla 1 resume el desempeño, desde el punto de vista del tiempo computacional.

Tabla 1: Desempeño AGCB en conjunto con GLPK.

Generaciones AGCB	Tiempo AGCB (s)	Tiempo GLPK (s)	Tiempo Total(s)
58	39,562	1809,5	1849,06

Se observa que aunque la metodología implementada con el AGCB en la sección 6.6 presenta un mejor desempeño, la opción de combinar el AGCB y una técnica exacta permite asegurar que la solución encontrada es la mejor solución que existe en el subespacio que identificó la técnica metaheurística. Adicionalmente esta solución híbrida presenta un tiempo de solución intermedio entre la alternativa 3 y la alternativa de utilizar exclusivamente una técnica exacta: El tiempo cae de 10,41 horas a 0,5136 horas. Debe considerarse que la técnica híbrida siempre encontrará soluciones de alta calidad, mientras que la técnica exacta sola no logra resolver el problema cuando el sistema es de gran tamaño y complejidad.

En resumen, esta alternativa resulta de gran interés, ya que puede ayudar a resolver problemas de planeamiento de la expansión de redes de transmisión de energía eléctrica de gran tamaño, donde resulta imposible la convergencia de una técnica exacta.

Es de aclarar que este método que aplica cortes al espacio solución, identificando variables principales mediante un AGCB, se encuentra aún en etapa de investigación y

desarrollo.

6.8. Resultados considerando la posibilidad de retirar líneas de transmisión y la modificación del nivel de tensión de las líneas existentes.

Al igual que en el problema de planeamiento anteriormente utilizado, se usó como sistema de prueba el sistema sur46A, sin embargo se consideraron más opciones de inversión en la red, generando un sistema más amplio, que se denominará sur46D. El problema que debe resolverse aumenta de tamaño porque el nuevo modelo inicia con una red base vacía, es decir, se asume que no existen circuitos ni subestaciones en la red inicial. El sistema inicial queda entonces compuesto exclusivamente por los nodos, los generadores y las cargas que existirán en el horizonte futuro considerado. A los corredores existentes en la red base y que son retirados, se les considera de nuevo como alternativas de expansión pero se les permite seleccionar el nivel de tensión más adecuado. La creación o modificación de subestaciones y corredores está regido por los mismos criterios ya explicados anteriormente. Las nuevas alternativas consideradas en el sistema, además de las ya involucradas en el sistema sur46C, se encuentran en el apéndice A. Estas nuevas alternativas incluyen los costos de circuitos en corredores existentes a otros niveles de tensión. La demanda es la misma para los sistemas sur46C y sur46D.

El problema de planeamiento considerando el retiro de líneas de transmisión y la modificación de tensiones en la red existente, se resuelve implementando el procedimiento heurístico descrito por la alternativa tres. El AGCB y los procedimientos complementarios se implementan en un programa de computador escrito en FORTRAN.

Al aplicar la alternativa tres modificada al sistema sur46D, que considera ahora el nivel de tensión de corredores existentes y no existentes como variable, y el modelo matemático que evalúa la posibilidad de retirar elementos de la operación normal, se obtienen los siguientes resultados:

1. En la solución del problema de optimización se sugiere remover por completo los siguientes corredores del sistema actual:

$n_{1-7}, n_{1-2}, n_{4-9}, n_{5-9}, n_{7-8}, n_{9-14}, n_{14-26}, n_{14-22}, n_{23-24}, n_{24-33},$
 $n_{37-39}, n_{37-42}, n_{38-42}, \text{ y } n_{19-46}$

2. En la red inicial, los corredores 26-27 y 34-35 presentan dos circuitos cada uno. Uno de los circuitos de cada corredor es retirado.
3. El proceso de optimización obtiene una configuración con costo de 163'454.000 US\$, conformada por los siguientes circuitos:

$$\begin{aligned}
 n'_{5-8/230kV} &= 1, & n'_{4-5/230kV} &= 2, & n'_{2-5/230kV} &= 2, & n'_{8-13/230kV} &= 1, \\
 n'_{12-14} &= 2, & n_{12-14} &= 4, & n'_{14-18/230kV} &= 2, & n'_{13-18/230kV} &= 1, \\
 n'_{13-20/230kV} &= 1, & n'_{18-20} &= 1, & n'_{19-21} &= 1, & n'_{16-17/500kV} &= 1, \\
 n'_{17-19/500kV} &= 1, & n'_{22-26} &= 1, & n'_{20-23/230kV} &= 2, & n'_{26-27/230kV} &= 1, \\
 n'_{24-34/230kV} &= 1, & n_{24-34/230kV} &= 1, & n'_{33-34/230kV} &= 1, & n'_{27-36} &= 1, \\
 n'_{27-38/230kV} &= 2, & n'_{36-37} &= 1, & n'_{34-35} &= 1, & n'_{37-40/230kV} &= 1, \\
 n'_{39-42/230kV} &= 3, & n'_{40-42} &= 1, & n'_{32-43/500kV} &= 1, & n'_{42-44/230kV} &= 1, \\
 n'_{44-45/230kV} &= 1, & n'_{19-32/500kV} &= 1, & n'_{16-46/500kV} &= 1, & tr'_{18-19} &= 1, \\
 tr_{18-19} &= 1, & tr'_{20-21} &= 1, & tr_{20-21} &= 2, & tr'_{42-43} &= 1, & tr_{42-43} &= 2, \\
 n_{6-46} &= 1, & n_{28-31/500kV} &= 1, & n_{28-30/500kV} &= 1, & tr_{5-6} &= 2, & tr_{26} &= 2, \\
 n_{19-25/230kV} &= 1, & \text{ y } & n_{26-29/500kV} &= 1
 \end{aligned}$$

4. En la solución, el proceso de optimización no considera que se deba retirar algún transformador de la red base.

En la representación anterior:

tr'_{i-j} es el número de transformadores que deben adicionarse entre los nodos $i - j$ de las subestaciones existentes en la red base y que ya existían en dicha red. Estos transformadores entran a la solución con costo cero porque ya existen. Esta variable permite identificar los transformadores existentes en la red actual que también hacen parte de la solución futura.

tr_{i-j} , es el número de transformadores que deben adicionarse en las subestaciones existentes en la red base, y que no existen en la red actual (refuerzos).

$n'_{i-j/kV}$ representa adiciones en corredores de transmisión existentes en la red base pero que pueden conservar o cambiar su nivel de tensión, donde $i - j/kV$ indica el corredor y el nivel que se utilizó. Si el circuito conserva su nivel de tensión entra a la

solución con costo cero. Si modifica su nivel de tensión, se considera la diferencia en costo necesaria para modificar el nivel de tensión del circuito. Esta variable permite identificar líneas de transmisión existentes que también hacen parte de la solución futura y líneas de transmisión existentes que requieren modificar su nivel de tensión para poder hacer parte de la solución futura.

$n_{i-j/kV}$ representa las adiciones que deben hacerse en los corredores nuevos $i - j$ y su nivel de tensión.

tr_i es el número de transformadores adicionados en una subestación nueva que no aparece en el caso base y que se adiciona en el nodo i .

La solución obtenida en este caso es mejor que la encontrada para el sistema sur46C, resaltando la importancia de tener en cuenta el retiro de la operación normal de elementos que resultan perjudiciales en la operación del sistema futuro y que incrementan el costo de inversión. Es importante tener en cuenta que esta solución es apenas indicativa porque estos circuitos no pueden ser retirados de la operación a menos que los ahorros obtenidos con su retiro de operación permitan recuperar los costos de inversión de dichos circuitos que no hayan sido cubiertos en el tiempo de uso de dichos recursos. también es importante considerar que dichos elementos no deben ser retirados físicamente del sistema sino que deben permanecer fuera de la operación normal pero disponibles para ser utilizados en otro contexto de operación, por ejemplo, por razones de seguridad.

En la solución obtenida se puede observar que la metodología no modifica el nivel de tensión de ninguno de los corredores existentes pero si retira algunos de los circuitos que ya existían en la red inicial. En la solución se modifica el nivel de tensión en dos corredores nuevos que habían sido proyectados por el organismo planeador a otro nivel de tensión y se crea una subestación nueva en el nodo 26 con dos transformadores.

7 Conclusiones

1. Se desarrolló una metodología para el planeamiento de la expansión de la transmisión que considera cambios de nivel de tensión y que obtiene el mínimo costo de inversión con resultados satisfactorios.
2. Se determinó el estado del arte en el planeamiento de la expansión de redes de transmisión de energía eléctrica cuando se consideran alternativas de tensión. A este respecto, se encontraron trabajos preliminares cuando se consideran alternativas de tensión en corredores nuevos, pero no se encuentra en la literatura especializada ningún trabajo asociado a la modificación de niveles de tensión de redes de transmisión ya construidas.
3. Se desarrollaron sistemas de prueba para evaluar las diferentes propuestas de solución para el problema de planeamiento que considera alternativas de tensión. Se toma como referencia el sistema sur brasilero que tiene la información de un sistema real y que es muy utilizado en la literatura especializada para probar metodologías de planeamiento de la expansión de redes eléctricas de alta tensión.
4. Se resolvió el modelo matemático resultante utilizando técnicas de optimización híbridas que combinan técnicas heurísticas, metaheurísticas y exactas. En las técnicas heurísticas sobresale el algoritmo de Villasana-Garver y el procedimiento de determinación de la capacidad de las subestaciones. También resulta muy importante el uso de un algoritmo que determine sobredimensionamiento en cada propuesta de inversión parcial. Como técnica metaheurística se utilizó un algoritmo genético de Chu-Beasley especializado, y como técnica exacta se usó un algoritmo *Branch and Cut*, el cual reside en un *solver* comercial de uso público (GLPK).
5. Al considerar la posibilidad de seleccionar el nivel de tensión en los corredores nuevos, en el problema de planeamiento de la expansión de la red de transmisión, se aumenta considerablemente el tamaño del espacio solución que las técnicas

de optimización deben explorar, haciendo el problema más difícil de resolver. El aumento de la complejidad del problema, sin embargo, es justificable como se mostró en las pruebas con el sistema sur brasileiro de 46 nodos, ya que la solución obtenida es mejor que la que resulta sin considerar la tensión como otra variable del problema.

6. En la medida que se adicionan más variables al problema de planeamiento, y aumenta su complejidad, se hace necesario desarrollar nuevas alternativas de solución que permitan reducir el espacio de soluciones. En esta investigación se muestra una opción que permite eliminar y luego reintroducir las subestaciones del sistema eléctrico, con el objetivo de reducir el tamaño del vector de variables de decisión y guiar la determinación de su dimensión. Con las propuestas presentadas se logra disminuir en alto grado la ubicación estocástica de transformadores haciéndola más determinística, al utilizar una heurística basada en sensibilidad combinada con una técnica de búsqueda local. También se usó el concepto de variables principales identificadas por técnicas metaheurísticas para reducir el espacio de soluciones.
7. La metodología empleada encuentra la solución óptima del sistema sur46C usando la alternativa 3, ya que esta permite una mayor exploración en la vecindad en el cálculo de la capacidad de las subestaciones. Las alternativas 1 y 2, a pesar de no encontrar la solución óptima, se comportan con gran robustez, y encuentran soluciones de buena calidad. En términos generales, cualquiera de las alternativas propuestas permiten evaluar los niveles de tensión más adecuados para la red futura.
8. Se observa una gran distancia, en tiempo de cómputo, entre las denominadas técnicas exactas y las técnicas híbridas basadas en metaheurísticas. Esto se hace más evidente en la medida en que el tamaño del sistema aumenta. De todas formas, es importante que las investigaciones evalúen continuamente la eficiencia de las técnicas exactas, para los problemas que se resuelven, ya que continuamente se mejora la capacidad y la velocidad de los sistemas de cómputo y se mejoran las técnicas de solución.
9. Aunque no estaba en los objetivos iniciales del trabajo, se propuso una estrategia para reducir el espacio de solución identificando circuitos de gran importancia para el sistema.

10. La posibilidad de mejorar la eficiencia del sistema futuro, modificando las tensiones de los corredores existentes, es una opción que resulta interesante ya que permite reutilizar parte de los recursos que el sistema ya posee, y permite aprovechar las economías de escala asociadas al cambio del nivel de tensión. A pesar de que las pruebas no mostraron cambios en el nivel de tensión de circuitos existentes, si se observaron cambios de tensión respecto a los propuestos por el ente planeador, lo que da una señal positiva de la necesidad de reconsiderar las tensiones en la red actual, ya que todas las redes existentes en la actualidad fueron planeadas con propuestas de expansión donde la tensión de los corredores estaba predefinida.
11. Puede considerarse que los niveles de tensión de los corredores guardan una estrecha relación con las potencias que se desean transmitir por ellos, sin embargo, en el caso de sistemas enmallados y en problemas multimodales, esta correlación no resulta tan evidente y debe dejarse a una técnica de optimización la determinación de dichos niveles.

8 *Trabajos Futuros*

Como trabajo futuro se espera aplicar todos los aspectos metodológicos descritos en esta investigación al sistema de transmisión nacional (sistema Colombiano), y a otros sistemas de prueba de mayor tamaño y complejidad, como el sistema Norte-Nordeste Brasileiro.

También resulta interesante aplicar las técnicas utilizadas en esta investigación, en un problema de planeamiento que considere alternativas de conductores para un mismo corredor.

De otro lado, además de integrar el nivel de tensión como variable, puede plantearse un planeamiento que incluya otros aspectos como planeamiento multietapa, seguridad, confiabilidad, escenarios de generación e incertidumbre en la demanda. Para resolver este problema multiobjetivo seria interesante explorar diversas técnicas multiobjetivo propuestas en la literatura especializada.

Referencias

ALGUACIL, N.; MOTTO, A. L.; CONEJO, A. J. Transmission expansion planning: a mixed-integer lp approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 3, 2003.

ALIZADEH, B.; JADID, S. Reliability constrained coordination of generation and transmission expansion planning in power systems using mixed integer programming. *Generation, Transmission and Distribution, IET*, v. 5, n. 9, p. 948–960, 2011.

ARROYO, J. M.; ALGUACIL, N.; CARRION, M. A risk-based approach for transmission network expansion planning under deliberate outages. *IEEE Transactions on power systems*, v. 25, n. 3, p. 1759–1766, 2010.

BAHIENSE, L.; OLIVEIRA, G. C.; GRANVILLE, S. A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion. *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 16, n. 3, 2001.

BALDICK, R.; KAHN, E. Transmission planning issues in a competitive economic environment. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 8, n. 4, 1993.

BEASLEY J.E. E CHU, P. C. A genetic algorithm for the generalized assignment problem. *Computers Operations Research*, Vol. 24, n. 1, p. 17–23, 1997.

BENT, R.; DANIEL, W. B. Randomized discrepancy bounded local search for transmission expansion planning. *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, p. 1–8, 2011.

BENT, R.; TOOLE, G. L.; BERSCHIED, A. Transmission network expansion planning with complex power flow models. *Power Systems, IEEE Transactions on*, p. 1–9, 2011.

BENTANCUR, D.; BIANCO, F.; BOIONS, F.; REY, M. Beneficios por reducción de pérdidas eléctricas en la red de distribución al adoptarse niveles de tensión superiores en la media tensión. *7º Encuentro de especialistas en Energía, Potencia, Instrumentación y Medidas, Uruguay, IEEE-PES-IM*, 2008.

BINATO, S.; OLIVEIRA, G.; ARAUJO, J. A greedy randomized adaptive search procedure for transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, n. 2, p. 247–253, 2001.

BUIJS, P.; BELMANS, R. Transmission investments in a multilateral context. *IEEE Transactions on power systems*, v. 27, n. 1, p. 475–483, 2012.

CAMAC, D.; BASTIDAS, R.; NADIRA, R.; DORTOLINA, C.; MERRILL, H. M. Transmission planning criteria and their application under uncertainty. *IEEE Transactions on power systems*, v. 25, n. 4, p. 1996–2003, 2010.

CEBECI, M. E.; EREN, S.; TOR, O. B.; GÜVEN, N. Transmission and substation expansion planning using mixed integer programming. *North American Power Symposium (NAPS)*, 2011.

CHOI, J.; MOUNT, T.; BILLINTON, R. Probabilistic reliability criterion for planning transmission system expansions. *IEE Proceeding Generation Transmission and Distribution*, v. 153, n. 6, 2006.

CHOI, J.; MOUNT, T. D.; THOMAS, R. J. A transmission expansion planning using contingency criteria. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 4, 2007.

CONTRERAS, J.; WU, F. Coalition formation in transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 3, p. 1144–1152, 1999.

DAVID, A. K.; WEN, F. S. Transmission planning and investment under competitive electricity market environment. *Proceeding Of IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, v. 3, 2001.

DEOLIVEIRA, S. *Metaheurísticas aplicadas ao planejamento da expansão da transmissão de energia elétrica em ambiente de processamento distribuído*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

DOMINGUEZ, A. H.; ESCOBAR, A.; GALLEGGO, R. Propuesta de reducción de modelo para el problema de planeamiento de la expansión de la transmisión. *Revista Scientia et Technica, UTP-Colombia*, v. 3, n. 49, p. 7–13, 2011.

DUSONCHET, Y. P.; EL-ABIAD, A. H. Transmission planning using discrete dynamic optimization. *IEEE Transactions On Power Apparatus and Systems*, PAS-92, n. 4, p. 1358–1371, 1973.

EGHBAL, M.; SAHA, T. K.; HASAN, K. N. Transmission expansion planning by metaheuristic techniques: A comparison of shuffled frog leaping algorithm, pso and ga. *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, 2011.

ESCOBAR, A.; GALLEGGO, R.; ROMERO, R. Using traditional heuristic algorithms on an initial genetic algorithm population applied to the transmission expansion planning problem. *Revista Ingeniería e Investigación, Universidad Nacional de Colombia*, v. 31, n. 1, p. 127–143, 2011.

ESCOBAR, A.; GALLEGGO, R.; TORO, E. Búsqueda tabú aplicado al planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión considerando desplanificación. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, n. 47, p. 164–175, 2009.

ESCOBAR, A.; GALLEGGO, R. A.; ROMERO, R. Multistage and coordinated planning of the expansion of transmission systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 2, p. 735–744, 2004.

ESCOBAR, A. H. *Planeamiento dinámico de la expansión de sistemas de transmisión usando algoritmos combinatoriales*. Dissertação (Mestrado) — Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2002.

ESCOBAR, A. H. *Análise crítica de aspectos de modelagem matemática no planejamento da expansão a longo prazo de sistemas de transmissão*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho - UNESP, Campus de Ilha Solteira, 2008.

ESCOBAR, A. H.; ROMERO, R.; GALLEGGO, R. Transmission network expansion planning considering multiple generation scenarios. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, p. 1–6, 2008.

ESCOBAR, A. H.; ROMERO, R. A.; GALLEGGO, R. A. *Modelos usados en el planeamiento de la expansión a largo plazo de sistemas de transmisión de energía eléctrica*. Risaralda - Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia, 2010.

FAN, H.; GAO, L.; CHENG, H. zhong; ZHANG, J. tan. Study on transmission network expansion planning considering uncertainties. *Power Engineering and Automation Conference (PEAM), IEEE*, p. 82–85, 2011.

FANG, R.; HILL, D. A new strategy for transmission expansion in competitive electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 1, p. 374–380, 2003.

FANG, R. S.; DAVID, A. K. Transmission congestion management in an electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 3, p. 877–883, 1999.

FISHER, E. B.; O'NEILL, R. P.; FERRIS, M. C. Optimal transmission switching. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 3, 2008.

FLORES, B.-H. F.; SALONGA, J. H. M.; NERVES, A. C. Multi-objective transmission expansion planning using an elitist non-dominated sorting genetic algorithm with fuzzy decision analysis. *Modelling Symposium (AMS), Fifth Asia*, p. 168–173, 2011.

GALIANA, D.; MCGILLIS, D. T.; MARIN, M. A. Expert systems in transmission planning. *Proc. IEEE*, v. 80, n. 5, 1992.

GALLEGGO, L. A. *Planeamiento de la expansión de redes de transmisión de energía eléctrica considerando contingencias*. Dissertação (Mestrado) — Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2005.

GALLEGGO, R.; MONTICELLI, A.; ROMERO, R. Tabu search algorithm for network synthesis. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 2, p. 490–495, 2000.

GALLEGGO, R. A. *Planejamento a longo prazo de sistemas de transmissão usando técnicas de otimização combinatorial*. Tese (Doutorado) — FEEC DSEE, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1997.

GALLEGGO, R. A.; ROMERO, R.; ESCOBAR, A. Static planning of the colombian transmission system using genetic algorithms. In: *Proceeding 16th International Conference CAD/CAM*. Trinidad & Tobago: U, 2000.

GARVER, L. L. Transmission network estimation using linear programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-89, n. 7, p. 1688–1697, 1970.

GOLDBERG, D. E. *Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning*. USA: Addison Wesley Longman, Inc, 1989.

GOMEZ, G. A. *Algoritmos GRASP y simulated annealing como inicializadores de Branch and Bound en la solución de planeamiento estático de sistemas de transmisión*. Dissertação (Mestrado) — Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia, 2008.

GRANELLI, G.; MONTAGNA, M.; ZANELLINI, F. Optimal network reconfiguration for congestion management by deterministic and genetic algorithms. *Electric Power System Research*, v. 76, n. 6, p. 549–556, 2006.

HAFFNER, S. *O planejamento da expansão dos sistemas elétricos no contexto de um ambiente competitivo*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2000.

HAFFNER, S.; GARCIA, A.; ROMERO, R. Branch and bound algorithm for transmission system expansion planning using a transportation model. *Proceedings of the IEE - Generation, Transmission and Distribution*, v. 147, n. 3, p. 149–156, 2000.

HOLLAND, J. *Adaptation in natural and artificial systems*. Michigan: Ann Harbor, The University of Michigan Press, 1975.

JALILZADEH, S.; KAZEMI, A.; MAHDAVI, M.; HADADIAN, H. Tnep considering voltage level, network losses and number of bundle lines using ga. *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. DRPT 2008. Third International Conference on*, p. 1580–1585, 2008.

JALILZADEH, S.; SHAYEGHI, H.; MAHDAVI, M.; HADADIAN, H. A ga based transmission network expansion planning considering voltage level, network losses and number of bundle lines. *American Journal of Applied Sciences*, v. 6, n. 5, p. 987–994, 2009.

JUNIOR, H. de F. *Uma nova metaheurística para problemas combinatórios aplicada ao planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, 2005.

JUNIOR, I. de J. S. *Planejamento da expansão de sistemas de transmissão considerando segurança e planos de programação da geração*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005.

KALTENBATCH, J. C.; PERSON, J.; GEHRIG, E. H. A mathematical optimization technique for the expansion of electrical power transmission systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS 89, p. 113–119, 1970.

KAZEROONI, A. K.; MUTALE, J. Transmission network planning under security and environmental constraints. *IEEE Transactions on power systems*, v. 25, n. 2, p. 1169–1178, 2010.

KHODAEI, A.; SHAHIDEHPOUR, M.; KAMALINIA, S. Transmission switching in expansion planning. *IEEE Transactions on power systems*, v. 25, n. 3, p. 1722–1733, 2010.

- LATORRE, G.; CRUZ, R.; AREIZA, J. Classification of publications and models on transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 2, p. 938–946, 2003.
- LEE, C. W.; NG, S. K. K.; ZHONG, J.; WU, F. F. Transmission expansion planning from past to future. *Power Systems Conference and Exposition. IEEE/PES*, p. 257–265, 2006.
- LU, M.; DONG, Z.; SAHA, T. A framework for transmission planning in a competitive electricity market. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and exhibition: Asia and Pacific, Dalian, China*, 2005.
- LU, M.; DONG, Z.; SAHA, T. A hybrid probabilistic criterion for market-based transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 4, p. 1–7, 2006.
- LU, M.; DONG, Z.; SAHA, T. A novel approach to evaluate congestion for composite power system planning in a competitive electricity market. *Power Engineering Society General Meeting*, p. 1–8, 2006.
- MAGHOULI, P.; HOSSEINI, S. H.; BUYGI, M. O.; SHAHIDEHPOUR, M. A multi-objective framework for transmission expansion planning in deregulated environments. *IEEE Transactions on power systems*, v. 24, n. 2, p. 1051–1061, 2009.
- MAGHOULI, P.; HOSSEINI, S. H.; BUYGI, M. O.; SHAHIDEHPOUR, M. A scenario-based multi-objective model for multi-stage transmission expansion planning. *IEEE Transactions on power systems*, v. 26, n. 1, p. 470–478, 2011.
- MAHDAVI, M.; SHAYEGHI, H.; KAZEMI, A. Dcga based evaluating role of bundle lines in tnep considering expansion of substations from voltage level point of view. *Energy Conversion and Management*, v. 50, n. 8, p. 2067–2073, 2009.
- MAKHORIN, A. Gnu linear programming kit (glpk). *Department for Applied Informatics, Moscow Aviation Institute, Moscow, Russia. Disponible en: <http://www.gnu.org/software/glpk/>*, v. 4.47, 2011.
- METTE, B.; KURT, J. Benefits from coordinating congestion management - the nordic power market. *Energy Policy*, v. 35, n. 3, p. 1978–1991, 2007.
- MIASAKI, C. T. *Planejamento da expansão do sistema de transmissão de energia elétrica utilizando controladores FACTS*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho - UNESP, Campus de Ilha Solteira, 2006.
- MOLINA, J.; RUDNICK, H. Transmission expansion plan: ordinal and metaheuristic multiobjective optimization. *PowerTech, IEEE Trondheim.*, 2011.
- MONTICELLI, A. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. Sao Paulo: Editora Edgar Bucher Ltda, 1983.
- MONTICELLI, A.; SANTOS, A.; PEREIRA, M. V. F. Interactive transmission network planning using a least-effort criterion. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101, n. 10, p. 3919–3925, 1982.

MOTAMEDI, A.; ZAREIPOUR, H.; BUYGI, M. O.; ROSEHART, W. D. A transmission planning framework considering future generation expansions in electricity markets. *IEEE Transactions on power systems*, v. 25, n. 4, p. 1987–1995, 2010.

NEGRETE, L. P. G. *Planejamento da expansão de sistemas de transmissão considerando análise de confiabilidade e incertezas na Demanda Futura*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho - UNESP, Campus de Ilha Solteira, 2010.

OLIVEIRA, E. J. de; SILVA, I. C. da; CARNEIRO, J. S. Transmission system expansion planning using a sigmoid function to handle integer investment variables. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 3, p. 1616–1621, 2005.

PAPALEXOPOULOS, A. Congestion management in a competitive environment. *PICA Conference, OH*, 1997.

PENG, W.; CHUANQUAN, L.; JIE, L.; CHENG, H. Transmission network expansion planning under interval load. *2010 China International Conference on Electricity Distribution*, p. 1–6, 2010.

PEREIRA, M. V.; PINTO, L. M. V. G. Application of sensitivity analysis of load supplying capability to interactive transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-104, 1985.

PROTO, A. B. *Interface Gráfica para o Planejamento da expansão da Transmissão de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho - UNESP, Campus de Ilha Solteira, 2009.

RIDER, M.; GARCIA, A.; ROMERO, R. Power system transmission network expansion planning using ac model. *IET Generation, Transmission and Distribution*, v. 1, n. 5, p. 731–742, 2007.

RIDER, M.; GARCIA, A.; ROMERO, R. Transmission system expansion planning by a branch-and-bound algorithm. *Generation, Transmission and Distribution, IET*, v. 2, n. 1, p. 90–99, 2008.

RIDER, M.; GARCIA, A. V.; ROMERO, R. A. Short term transmission network expansion planning using an interior point method. *IX SEPOPE, Rio de Janeiro*, 2004.

RIDER, M. J. *Planejamento da expansão de sistemas de transmissão usando os modelos CC CA e técnicas de programação não linear*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

ROCHA, M. C. da; SARAIVA, J. T.; FRIAS, R. Multiyear transmission expansion planning using discrete evolutionary particle swarm optimization. *8th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, p. 802–807, 2011.

ROMERO, N.; XU, N.; NOZICK, L. K.; DOBSON, I.; JONES, D. Investment planning for electric power systems under terrorist threat. *IEEE Transactions on power systems*, v. 27, n. 1, p. 108–116, 2012.

ROMERO, R.; GALLEG0, R.; MONTICELLI, A. Transmission system expansion planning by simulated annealing. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 1, p. 364–369, 1996.

ROMERO, R.; GALLEG0, R.; MONTICELLI, A. Transmission system expansion planning by extended genetic algorithms. *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, v. 145, n. 3, p. 329–335, 1998.

ROMERO, R.; GARCIA, A.; HAFFNER, S. Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning. *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, v. 149, n. 1, p. 27–36, 2002.

ROMERO, R.; MONTICELLI, A. A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 1, p. 373–380, 1994.

ROMERO, R. A. *Planejamento da expansão de sistemas de transmissão por decomposição de Benders hierarquizada*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1989.

ROMERO, R. A. *Um método de decomposição para o planejamento a longo prazo de sistemas de transmissão*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1993.

ROMERO, S. P. *Descomposição lagrangeana aplicada ao problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica considerando cenários de incertezas*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, 2007.

SANCHEZ, I. G.; ROMERO, R.; MANTOVANI, J. R. S. Transmission expansion planning using the dc model and nonlinear programming technique. *IEE Proceeding in Generation Transmission and Distribution*, v. 152, n. 6, p. 763–769, 2005.

SANTOS, H. C. dos. *Planejamento da expansão de sistemas de transmissão considerando a retirada de linhas de transmissão*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho - UNESP, Campus de Ilha Solteira, 2007.

SCHNYDER, G.; GLAVITSCH, H. Security enhancement using an optimal switching power flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 5, n. 2, p. 674–681, 1990.

SCOTT, H.; HOGAN, S.; POPE, S. Transmission capacity reservations and transmission congestion contracts. *Harvard University Cambridge*, 1997.

SEPASIAN, M. S.; SEIFI, H.; FOROUD, A. A.; HOSSEINI, S. H.; KABIR, E. M. A new approach for substation expansion planning. *IEEE Transactions on power systems*, v. 21, n. 2, p. 997–1004, 2006.

SHAO, W.; VITTAL, V. Corrective switching algorithm for relieving overloads and voltage violations. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 4, p. 1877–1885, 2005.

SHRESTHA, G.; FONSEKA, P. Flexible transmission and network reinforcements planning congestion alleviation. *IEE Proceeding Generation Transmission and Distribution*, v. 153, n. 5, p. 591–598, 2006.

SHRESTHA, G. B.; FONSEKA, P. A. J. Congestion-driven transmission expansion in competitive power markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 3, p. 1658–1665, 2004.

SHU, J.; WU, L.; LI, Z.; SHAHIDEHPOUR, M.; ZHANG, L.; HAN, B. A new method for spatial power network planning in complicated environments. *IEEE Transactions on power systems*, v. 27, n. 1, p. 381–389, 2012.

SILVA, A. L. da; REZENDE, L.; HONÓRIO, L.; MANSO, L. Performance comparison of metaheuristics to solve the multi-stage transmission expansion planning problem. *Generation, Transmission and Distribution, IET*, v. 5, n. 3, p. 360–367, 2011.

SILVA, E. L. da; GIL, H. A.; AREIZA, J. M. Transmission network expansion planning under an improved genetic algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 4, p. 1168–1175, 2000.

SILVA, I.; RIDER, M.; ROMERO, R. Transmission network expansion planning considering uncertainty in demand. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 4, 2006.

SILVA, I.; RIDER, M.; ROMERO, R.; GARCIA, A.; MURARI, C. Transmission network expansion planning with security constraints. *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, v. 152, n. 6, p. 828–836, 2005.

SOUSA, A. S. *Tomada de Decisão Fuzzy e Busqueda Tabu Aplicadas ao Planejamento da expansão de Sistemas de Transmissão*. Dissertação (Mestrado) — Universidade São Pablo, Escola de Engenharia de São Carlos, Departamento de Engenharia Elétrica, 2009.

SOUSA, A. S.; ASADA, E. N. A heuristic method based on the branch and cut algorithm to the transmission system expansion planning problem. *Power and Energy Society General Meeting*, p. 1–6, 2011.

STYCZYNSKI, Z. A. Power network planning using game theory. in *Proceeding 13th Power Systems Computation Conference, Trondheim*, 1999.

SUM-IM, T.; TAYLOR, G.; IRVING, M.; SONG, Y. A comparative study of state-of-art transmission expansion planning tools. *Universities Power Engineering Conference. Proceedings of the 41st International*, v. 1, p. 267–271, 2006.

SUM-IM, T.; TAYLOR, G.; IRVING, M.; SONG, Y. Differential evolution algorithm for static and multistage transmission expansion planning. *Generation, Transmission and Distribution, IET*, v. 3, n. 4, p. 365–384, 2009.

TAGLIALENHA, S. L. de S. *Novas aplicações de metaheurísticas na solução do problema de planejamento da expansão do sistema de transmissão de energia elétrica*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho - UNESP, Campus de Ilha Solteira, 2008.

TAYLOR, J. A.; HOVER, F. S. Linear relaxations for transmission system planning. *IEEE Transactions on power systems*, v. 26, n. 4, p. 2533–2538, 2011.

TOR, O. B.; GUVEN, A. N.; SHAHIDEHPOUR, M. Congestion-driven transmission planning considering the impact of generator planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 2, p. 781–789, 2008.

TORRE, S. de la; CONEJO, A. J.; CONTRERAS, J. Transmission expansion planning in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 1, p. 238–248, 2008.

VERMA, A.; PANIGRAHI, B.; BIJWE, P. Harmony search algorithm for transmission network expansion planning. *Generation, Transmission and Distribution, IET*, v. 4, n. 6, p. 663–673, 2010.

VILLASANA, R.; GARVER, L.; SALON, S. Transmission network planning using linear programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-104, n. 2, 1985.

VINASCO, G.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. A strategy to solve the multistage transmission expansion planning problem. *IEEE Transactions on power systems*, v. 26, n. 4, p. 2574–2576, 2011.

XM. Información operativa y comercial. Disponible en: <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>, Consultado el día 27 de marzo de 2012.

XU, Z.; DONG, Z. Y.; WONG, K. P. Transmission planning in a deregulated environment. *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, v. 153, n. 3, 2003.

YU, H.; CHUNG, C.; WONG, K. Robust transmission network expansion planning method with taguchi's orthogonal array testing. *IEEE Transactions on power systems*, v. 26, n. 3, p. 1573–1580, 2011.

ZHAO, J. H.; DONG, Z. Y.; LINDSAY, P.; WONG, K. P. Flexible transmission expansion planning with uncertainties in an electricity market. *IEEE Transactions on power systems*, v. 24, n. 1, p. 479–488, 2009.

ZOLEZZI, J. M.; RUDNICK, H. Transmission cost allocation by cooperative games and coalition formation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 4, p. 1008–1015, 2002.

APÉNDICE A - Datos de demanda, subestaciones y corredores nuevos

La tabla 2 muestra la demanda para los sistemas sur46B y sur46C.

Tabla 2: Datos de demanda.

Nodo	Demanda(MW)
2	487,41
4	330,77
5	261,8
8	79,42
12	1535,7
13	204,38
20	1200,32
22	245,7
23	503,91
24	526,02
26	695,7
33	252,01
35	237,6
36	270,3
38	237,6
40	288,31
42	1768,69
44	87,01
45	95,37

Los datos de reactancia, costo y capacidad para propuestas en corredores a otro nivel de tensión se muestran en la tabla 3 y tabla 4. De otro lado, si el sistema necesitara de un transformador nuevo se asume con costo de 8'178.000 US\$, capacidad de 600 MW y reactancia de 0.0125 pu.

Tabla 3: Datos de propuestas de corredores en otro nivel de tensión, sur46C y sur46D.

Nodo Inicial	Nodo Final	Nivel de Tensión (kV)	$X_{ij}(pu)$	f_{ij}^{max}	$C_{ij}, 10^3 \text{ US\$}$
19	25	230	0,05127	270	18874
21	25	230	0,02745	270	10560,5
28	43	230	0,06405	270	23350,5
16	28	230	0,03502	270	13182,5
14	15	500	0,02371	1700	5768
16	32	230	0,04906	270	18106,5
3	46	230	0,03202	270	12159,5
10	46	230	0,01278	270	5444,5
4	11	500	0,14237	1200	28494
25	32	230	0,05032	270	18554,5
28	30	230	0,00915	270	4165,5
27	29	500	0,06326	1200	13344
26	29	500	0,03429	1300	7788
28	41	230	0,05348	270	19641,5
32	41	230	0,04875	270	17978,5
31	41	230	0,04386	270	16316
40	45	500	0,13977	1200	27988
2	4	500	0,05591	1200	11930
28	31	230	0,00836	270	3909,5
31	32	230	0,00726	270	3526

Tabla 4: Datos de propuestas adicionales de corredores en otro nivel de tensión para sistema sur46D.

Nodo Inicial	Nodo Final	Nivel de Tensión (kV)	$X_{ij}(pu)$	f_{ij}^{max}	$C_{ij}, 10^3 \text{ US\$}$
11	18	230	0,03502	270	13182,5
17	19	230	0,00962	270	4357,5
19	32	230	0,03076	270	11711,5
13	18	500	0,11442	1200	23140
14	18	500	0,09597	1200	19606
13	20	500	0,06802	1200	14252
20	23	500	0,05908	1200	12536
32	43	230	0,04875	270	17978,5
37	42	500	0,13344	1200	26776
39	42	500	0,12868	1200	25868
38	42	500	0,05749	1200	12232
42	44	500	0,07645	1200	15868
16	46	230	0,03202	270	12159,5
16	17	230	0,0123	270	5252,5
23	24	500	0,04906	1200	10616
24	34	500	0,1044	1200	21222
24	33	500	0,09179	1200	18798
37	40	500	0,0812	1200	16778
2	5	500	0,02054	1800	5162
1	2	500	0,06751	1200	14152
5	9	500	0,07436	1200	15464
4	5	500	0,03588	1300	8092
5	8	500	0,07176	1200	14960
9	14	500	0,11131	1200	22534
4	9	500	0,05857	1200	12434
17	32	230	0,0366	270	13758
8	13	500	0,08545	1200	17586
37	39	500	0,01794	2000	4658
27	38	500	0,13185	1200	26474
44	45	500	0,11816	1200	23848
14	26	500	0,10231	1200	20818
33	34	500	0,08019	1200	16576
26	27	500	0,05274	1200	11324

APÉNDICE B - Datos: Sistema de prueba con corredores en paralelo

A continuación se presentan los datos de generación, demanda y características de las líneas para un sistema de 3 barras de prueba para corredores en paralelo de diferente reactancia.

Tabla 5: Sistema 3 Barras, Datos de Generación y Demanda

Nodo	Generación (MW)	Demanda (MW)
1	80	0
2	0	60
3	0	20

Tabla 6: Sistema 3 Barras, Características de las líneas

Línea	Nodo Inicial	Nodo Final	Reactancia (pu)	Capacidad (MW)
L1a	1	2	3	35
L1b	1	2	2,5	37
L1c	1	2	2,6	38
L2a	1	3	2	40
L2b	1	3	2,3	41
L3	2	3	2	40

APÉNDICE C - Datos de sistemas: Garver sin y con redespacho, IEEE 24 y Sur Brasileiro.

C.1. Sistema Garver de 6 barras

C.1.1. Sistema sin redespacho

Tabla 7: Datos Generación y Demanda: Garver sin redespacho.

Nodo	Generación (MW)	Demanda (MW)
1	50	80
2	0	240
3	165	40
4	0	160
5	0	240
6	545	0

Tabla 8: Sistema Garver, Características de las líneas.

Nodo Inicial	Nodo Final	n_{ij}^0	x_{ij}	f_{ij}^{max}	$c_{ij}, 10^3 US\$$
1	2	1	0,40	100	40
1	3	0	0,38	100	38
1	4	1	0,60	80	60
1	5	1	0,20	100	20
1	6	0	0,68	70	68
2	3	1	0,20	100	20
2	4	1	0,40	100	40
2	5	0	0,31	100	31
2	6	0	0,30	100	30
3	4	0	0,59	82	59
3	5	1	0,20	100	20
3	6	0	0,48	100	48
4	5	0	0,63	75	63
4	6	0	0,30	100	30
5	6	0	0,61	78	61

C.1.2. Sistema con redespacho

Tabla 9: Datos Generación y Demanda: Garver con redespacho.

Nodo	Generación (MW)	Demanda (MW)
1	150	80
2	0	240
3	360	40
4	0	160
5	0	240
6	600	0

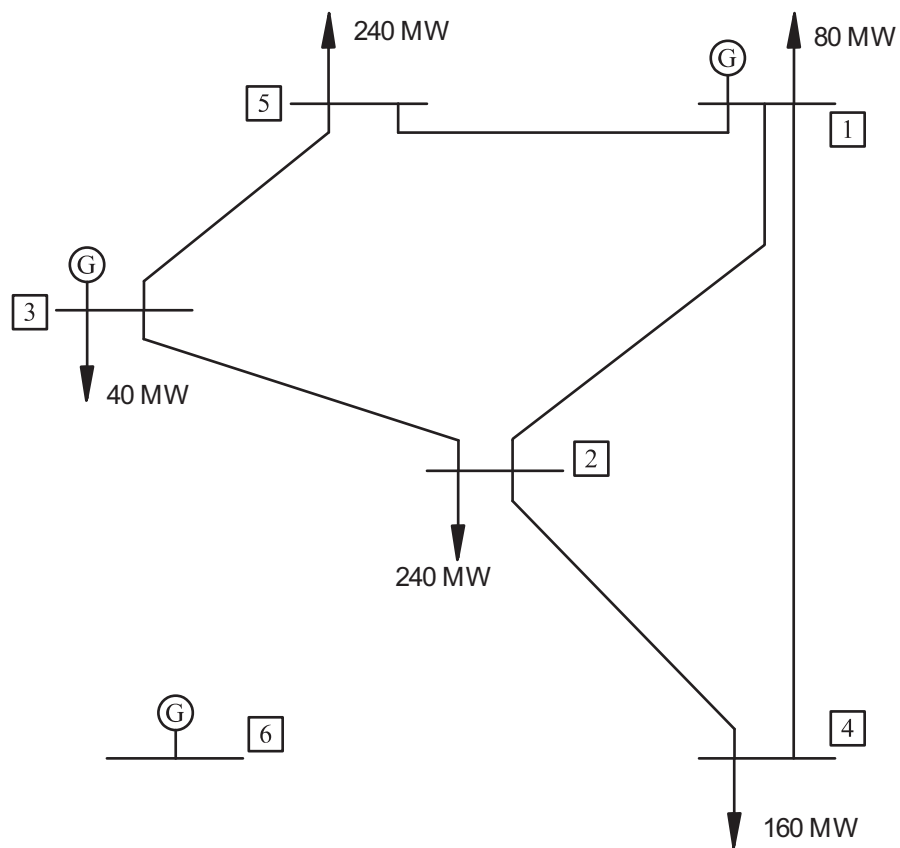


Figura 24: Red de Garver Inicial.

C.2. Sistema IEEE de 24 Nodos

Tabla 10: Datos Generación y Demanda: IEEE 24.

Nodo	Generación (MW)	Demanda (MW)
1	576	324
2	576	291
3	0	540
4	0	222
5	0	213
6	0	408
7	900	375
8	0	513
9	0	525
10	0	585
11	0	0
12	0	0
13	1773	795
14	0	582
15	645	951
16	465	300
17	0	0
18	1200	999
19	0	543
20	0	384
21	1200	0
22	900	0
23	1980	0
24	0	0

Tabla 11: Sistema IEEE 24, Características de las líneas

Nodo inicial	Nodo final	n_{ij}^0	$x_{ij}(pu)$	f_{ij}^{max}	$c_{ij}, 10^3 US\$$
1	2	1	0,0139	175	3
1	3	1	0,2112	175	55
1	5	1	0,0845	175	22
2	4	1	0,1267	175	33
2	6	1	0,192	175	50
3	9	1	0,119	175	31
3	24	1	0,0839	400	50
4	9	1	0,1037	175	27
5	10	1	0,0883	175	23
6	10	1	0,0605	175	16
7	8	1	0,0614	175	16
8	9	1	0,1651	175	43
8	10	1	0,1651	175	43
9	11	1	0,0839	400	50
9	12	1	0,0839	400	50
10	11	1	0,0839	400	50
10	12	1	0,0839	400	50
11	13	1	0,0476	500	66
11	14	1	0,0418	500	58
12	13	1	0,0476	500	66
12	23	1	0,0966	500	134
13	23	1	0,0865	500	120
14	16	1	0,0389	500	54
15	16	1	0,0173	500	24
15	21	2	0,049	500	68
15	24	1	0,0519	500	72
16	17	1	0,0259	500	36
16	19	1	0,0231	500	32
17	18	1	0,0144	500	20
17	22	1	0,1053	500	146
18	21	2	0,0259	500	36
19	20	2	0,0396	500	55
20	23	2	0,0216	500	30
21	22	1	0,0678	500	94
1	8	0	0,1344	500	35
2	8	0	0,1267	500	33
6	7	0	0,192	500	50
13	14	0	0,0447	500	62
14	23	0	0,062	500	86
16	23	0	0,0822	500	114
19	23	0	0,0606	500	84

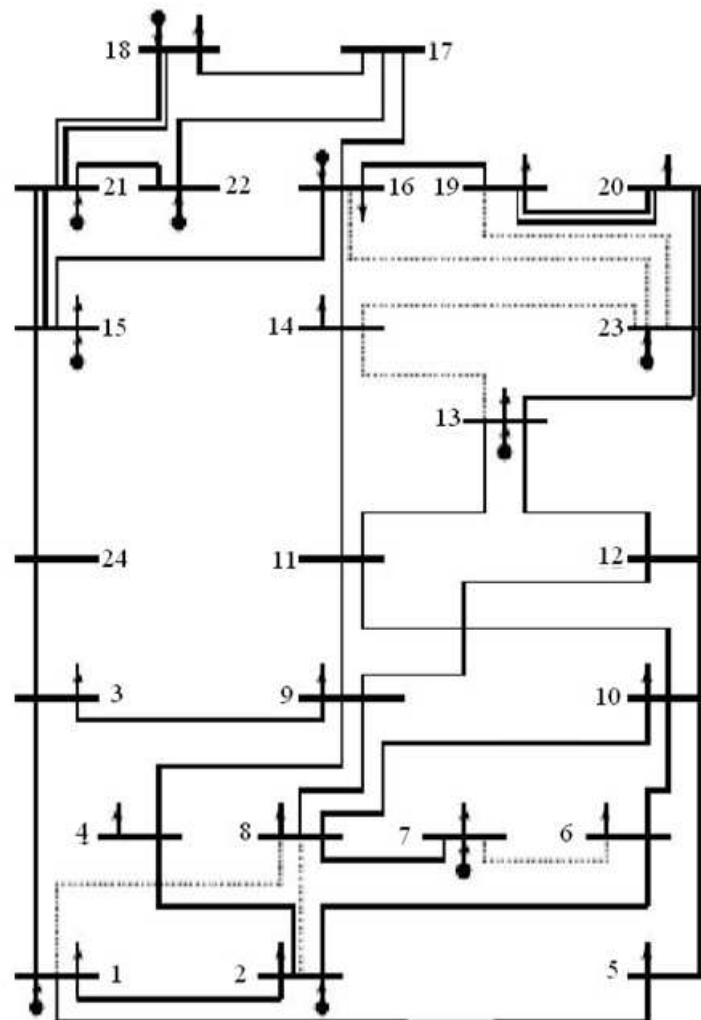


Figura 25: Red de IEEE 24 Inicial.

C.3. Sistema Sur de Brasil: 46 Nodos

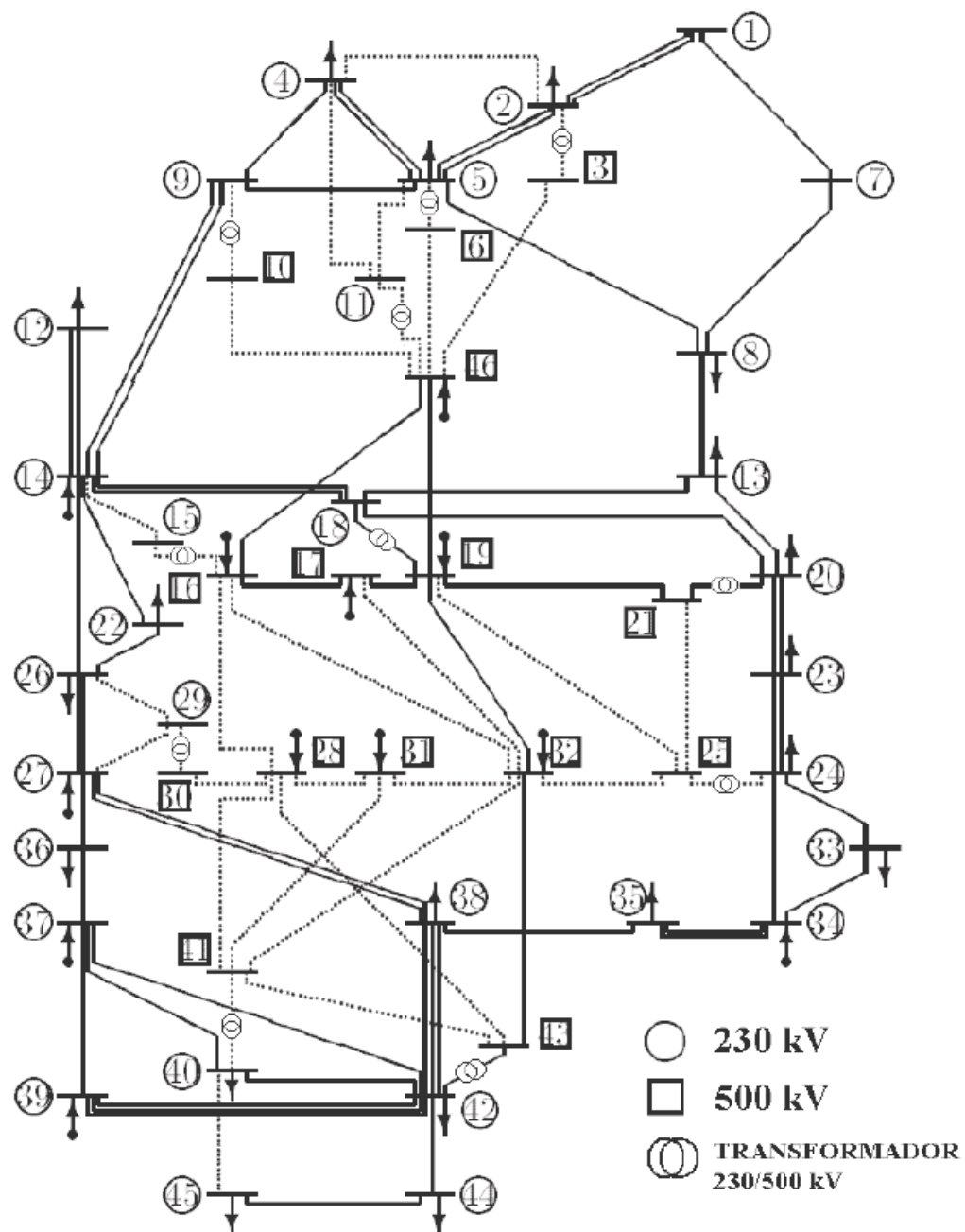


Figura 26: Red de Sur de Brasil Inicial.

Tabla 12: Datos Generación y Demanda: Sur de Brasil.

Nodo	Generación (MW)	Demanda (MW)
1	0	0
2	0	443.1
3	0	0
4	0	300.7
5	0	238.0
6	0	0
7	0	0
8	0	72.2
9	0	0
10	0	0
11	0	0
12	0	511.9
13	0	185.8
14	1257	0
15	0	0
16	2000	0
17	1050	0
18	0	0
19	1670	0
20	0	1091.2
21	0	0
22	0	81.9
23	0	458.1
24	0	478.2
25	0	0
26	0	231.9
27	220	0
28	800	0
29	0	0
30	0	0
31	700	0
32	500	0
33	0	229.1

Nodo	Generación (MW)	Demanda (MW)
34	748	0
35	0	216.0
36	0	90.1
37	300	0
38	0	216.0
39	600	0
40	0	262.1
41	0	0
42	0	1607.9
43	0	0
44	0	79.1
45	0	86.7
46	700	0
47	0	0
48	0	0
49	0	0
50	0	0
51	0	0
52	0	0
53	0	0
54	0	0
55	0	0
56	0	0
57	0	0
58	0	0
59	0	0
60	0	0
61	0	0
62	0	0
63	0	0
64	0	0
65	0	0
66	0	0
67	0	0
68	0	0
69	0	0
70	0	0
71	0	0
72	0	0
73	0	0
74	0	0
75	0	0
76	0	0
77	0	0
78	0	0
79	0	0

Tabla 13: Sistema Sur de Brasil, Características de las líneas

Nodo inicial	Nodo final	n_{ij}^0	$x_{ij}(pu)$	f_{ij}^{max}	$c_{ij}, 10^3 US\$$
1	7	1	0.0616	270	4349
1	2	2	0.1065	270	7076
4	9	1	0.0924	270	6217
5	9	1	0.1173	270	7732
5	8	1	0.1132	270	7480
7	8	1	0.1023	270	6823
4	5	2	0.0566	270	4046
2	5	2	0.0324	270	2581
8	13	1	0.1348	240	8793
9	14	2	0.1756	220	11267
12	14	2	0.0740	270	5106
14	18	2	0.1514	240	9803
13	18	1	0.1805	220	11570
13	20	1	0.1073	270	7126
18	20	1	0.1997	200	12732
19	21	1	0.0278	1500	32632
16	17	1	0.0078	2000	10505
17	19	1	0.0061	2000	8715
14	26	1	0.1614	220	10409
14	22	1	0.0840	270	5712
22	26	1	0.0790	270	5409
20	23	2	0.0932	270	6268
23	24	2	0.0774	270	5308
26	27	2	0.0832	270	5662
24	34	1	0.1647	220	10611
24	33	1	0.1448	240	9399
33	34	1	0.1265	270	8288
27	36	1	0.0915	270	6167
27	38	2	0.2080	200	13237
36	37	1	0.1057	270	7025
34	35	2	0.0491	270	3591
35	38	1	0.1980	200	12631
37	39	1	0.0283	270	2329
37	40	1	0.1281	270	8389
37	42	1	0.2105	200	13388
39	42	3	0.2030	200	12934
40	42	1	0.0932	270	6268
38	42	3	0.0907	270	6116
32	43	1	0.0309	1400	35957
42	44	1	0.1206	270	7934
44	45	1	0.1864	200	11924
19	32	1	0.0195	1800	23423
19	46	1	0.0222	1800	26365
16	46	1	0.0203	1800	24319

Nodo inicial	Nodo final	n_{ij}^0	$x_{ij}(pu)$	f_{ij}^{max}	$c_{ij}, 10^3 US\$$
18	19	1	0.0125	600	8178
20	21	1	0.0125	600	8178
42	43	1	0.0125	600	8178
2	4	0	0.0882	270	5965
14	15	0	0.0374	270	2884
10	46	0	0.0081	2000	10889
4	11	0	0.2246	240	14247
5	11	0	0.0915	270	6167
6	46	0	0.0128	2000	16005
3	46	0	0.0203	1800	24319
16	28	0	0.0222	1800	26365
16	32	0	0.0311	1400	36213
17	32	0	0.0232	1700	27516
19	25	0	0.0325	1400	37748
21	25	0	0.0174	2000	21121
25	32	0	0.0319	1400	37109
31	32	0	0.0046	2000	7052
28	31	0	0.0053	2000	7819
28	30	0	0.0058	2000	8331
27	29	0	0.0998	270	6672
26	29	0	0.0541	270	3894
28	41	0	0.0339	1300	39283
28	43	0	0.0406	1200	46701
31	41	0	0.0278	1500	32632
32	41	0	0.0309	1400	35957
41	43	0	0.0139	2000	17284
40	45	0	0.2205	180	13994
15	16	0	0.0125	600	8178
11	46	0	0.0125	600	8178
24	25	0	0.0125	600	8178
29	30	0	0.0125	600	8178
40	41	0	0.0125	600	8178
2	3	0	0.0125	600	8178
5	6	0	0.0125	600	8178
9	10	0	0.0125	600	8178